



**M** 2015

# **IMPACTO DA AUTOPRODUÇÃO NA OPERAÇÃO E REGULAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**ANTÓNIO MANUEL FREITAS COELHO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA

À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E COMPUTADORES

A Dissertação intitulada

**"Impacto da Autoprodução na Operação e Regulação de Redes de  
Distribuição"**

foi aprovada em provas realizadas em 22-07-2015


o júri

  
Presidente **Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

  
**Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

  
**Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos**  
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua  
exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente  
autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou  
inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas  
usadas, são corretamente citados.

  
**Autor - António Manuel Freitas Coelho**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



## **Impacto da Autoprodução na Operação e Regulação de Redes de Distribuição**

**António Manuel Freitas Coelho**

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Manuel Matos

Julho 2015







“Not all those who wander are lost.”  
J. R. R. Tolkien, *The Fellowship of the Ring*





## Resumo

Com a nova legislação do autoconsumo, publicada no decreto-lei nº 153/2014, de 20 de Outubro, foram estabelecidos novos regimes para a produção de eletricidade. A antiga microprodução e pequena produção estão agora englobadas no regime de Unidades de Pequena Produção e a produção com destino a consumo próprio está enquadrada no regime de Autoconsumo.

Com o Autoconsumo, a energia produzida destina-se a satisfazer a carga dessa instalação, podendo-se vender o excesso de energia à rede. Assim, os perfis de consumo de energia da rede dessas instalações vão ser alterados, provocando um impacto na operação e na remuneração do Operador da Rede de Distribuição. Com o trabalho desenvolvido nesta dissertação pretende-se estudar esses impactos.

Em primeiro lugar, estudou-se o impacto a nível operacional, considerando-se vários níveis de penetração da produção para Autoconsumo e ainda a existência de sistemas de armazenamento e a incerteza associada aos recursos renováveis.

Em segundo lugar, estudou-se o impacto a nível regulatório, analisando-se as consequências nas tarifas de Uso da Rede e procurando identificar fragilidades do sistema regulatório.

**Palavras-Chave:** Armazenamento, Autoconsumo, Nova Legislação, Operação, Redes de Distribuição, Remuneração



# Abstract

With the new legislation of self-consumption, published in the Decree-Law nº 153/2014 from October 20, it was established new regimes for the production of electricity. The old microgeneration and small generation are now incorporated in the regime of Small Production Units and the production for self-consumption is the regime of Self-Consumption.

With Self-Consumption, the purpose of the energy produced is to satisfy the load of that installation, with the possibility of selling the exceeding energy to the network. Thus, the profiles of the energy consumed from the network will change, causing an impact on the operation and remuneration of the Distribution Network Operator. The objective of the work developed in this dissertation is to study those impacts.

First, it will be study the impacts at the operational level, considering several penetration levels of production for Self-consumption and the existence of storage systems and the uncertainty associated with renewable resources.

Secondly, it will be study the impact at the regulatory level, where it will be analyzed the consequences in the Use of the Grid tariffs and seeking to identify fragilities in the regulatory system.

**Key Words:** Distribution Networks, New Legislation, Operation, Remuneration, Self-Consumption, Storage



# Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer ao Professor Manuel Matos pela boa disposição sempre presente no apoio ao desenvolvimento desta dissertação e ainda pelas suas sugestões, críticas e disponibilidade.

Quero agradecer ao meu pai e à minha mãe por todas as excelentes condições que me proporcionaram para ter chegado até esta etapa académica e pessoal da minha vida. Obrigado por tudo.

Quero agradecer à minha irmã pelo apoio, animação e paciência prestados ao longo dos anos e ao resto da minha família.

Quero agradecer também a todos os meus amigos, não só aos que encontrei na faculdade e nestes últimos seis anos, que me animaram e ajudaram a passar de forma especial este período, mas também a todos os outros de longa-data.

Para o Tobias, também um agradecimento pela alegria e energia que me transmitiu em todos os momentos.

Um sincero Obrigado.



# Índice

Resumo .....	v
Abstract.....	vii
Agradecimentos .....	ix
Índice.....	xi
Lista de figuras .....	xv
Lista de tabelas .....	xvii
Abreviaturas e Símbolos .....	xxi
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento .....	1
1.2 - Objetivos e Metodologia .....	2
1.3 - Informação e Ferramentas Utilizadas .....	2
1.4 - Estrutura da Dissertação.....	2
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
Autoconsumo .....	5
2.1 - Sistemas Fotovoltaicos .....	5
2.1.1 Painéis Fotovoltaicos .....	6
2.1.2 Inversores .....	7
2.2 - Sistemas de Armazenamento .....	7
2.2.1 Tecnologias de Armazenamento .....	7
2.2.2 Vantagens .....	9
2.3 - Sistemas de Autoconsumo .....	10
2.3.1 Sistemas com Armazenamento .....	10
2.3.2 Sistemas Ligados à Rede Elétrica .....	11
2.3.3 Sistemas Isolados.....	12
2.4 - Vantagens do Autoconsumo .....	13
2.5 - Barreiras e Desafios.....	14
2.5.1 Esquemas de sistemas regulatórios .....	14
2.5.2 Falta de informação por parte dos consumidores.....	14
2.5.3 Ausência de um mercado competitivo e liberalizado .....	14
2.5.4 Integração na rede .....	14
2.5.5 Subdesenvolvimento de sistemas de armazenamento ou de <i>smart-meters</i> .....	14
2.5.6 Investimento na rede de distribuição .....	15

2.6 - Políticas de Autoconsumo na Europa .....	15
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>17</b>
Nova Legislação Portuguesa de Autoconsumo .....	17
3.1 - Enquadramento Nacional .....	17
3.2 - A Nova Legislação .....	18
3.2.1. Condições de Acesso .....	19
3.2.2. Direitos e Deveres .....	20
3.2.3. Atividade de Produção para Autoconsumo .....	21
3.2.4. Atividade de Pequena Produção .....	22
3.2.5. Taxas .....	23
3.2.6. Fiscalização .....	23
3.2.7. Disposições Transitórias .....	24
3.3 - Resumo Geral .....	24
3.3.1 UPAC .....	24
3.3.2 UPP .....	26
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>27</b>
Sistema Regulatório .....	27
4.1 - Tarifas por Atividade .....	27
4.1.1 Tarifas por atividade do ORT .....	29
4.1.2 Tarifas por atividade do ORD .....	30
4.1.3 Tarifas por atividade de Comercialização .....	34
4.2 - Remuneração do Operador da Rede de Transporte .....	35
4.2.1 Atividade de Gestão Global do Sistema .....	35
4.2.2 Atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	35
4.3 - Remuneração do Operador da Rede de Distribuição .....	36
4.3.1 Atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte .....	36
4.3.2 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	37
4.4 - A Influência do Consumo na Remuneração da Atividade de Distribuição e de Transporte .....	38
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>41</b>
Características da Rede e Metodologia .....	41
5.1 - Rede e Consumidores .....	41
5.2 - Perfis de Carga .....	46
5.3 - Perfis de Produção .....	46
5.4 - Sistemas de Armazenamento Instalados .....	47
5.5 - Tarifários .....	48
5.6 - Casos de Estudo .....	50
5.7 - Algoritmo de Armazenamento .....	51
5.8 - Metodologia aplicada no Tratamento de Dados .....	54
5.9 - Metodologia aplicada na Análise das Remunerações do ORD e do ORT .....	55
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>59</b>
Resultados dos Casos de Estudo .....	59
6.1 - Resultados do Caso Base .....	59
6.2 - Resultados do Caso 1 .....	61
6.3 - Resultados do Caso 2 .....	63
6.4 - Resultados do Caso 2a .....	66
6.5 - Resultados do Caso 3 .....	68
6.6 - Comparação de Casos .....	70
6.7 - Resultados das Remunerações do ORD .....	72
6.7.1 Pagamentos dos Consumidores .....	72
6.7.2 Alteração das Tarifas - Exercício 1 .....	73
6.7.3 Alteração das Tarifas - Exercício 2 .....	78
6.7.4 Pagamentos dos Consumidores com Compensações .....	80



6.8 - Resultados das Remunerações do ORT .....	81
6.8.1 Pagamentos dos Consumidores .....	81
6.8.2 Alteração das Tarifas.....	83
6.9 - Sincronização das Remunerações do ORD e do ORT .....	85
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>87</b>
Conclusões .....	87
<b>Referências .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>91</b>



# Lista de figuras

Figura 2.1 - Crescimento Mundial de Sistemas Fotovoltaicos [2].....	6
Figura 2.2 - Pannel Fotovoltaico [4].....	6
Figura 2.3 - Perfil de produção típico para vários meses do ano [5] .....	7
Figura 2.4 - Funcionamento de Baterias de Iões de Lítio [7].....	9
Figura 2.5 - Perfis de Consumo e Produção Típicos [8] .....	10
Figura 2.6 - Perfis de Consumo, Produção e Armazenamento Típicos [1] .....	11
Figura 2.7 - Perfis de Consumo e Produção de Sistemas sem Armazenamento Ligados à Rede [9] .....	11
Figura 2.8 - Esquema de Autoconsumo Ligado à Rede [10] .....	12
Figura 2.9 - Esquema de Sistema de Autoconsumo Isolado (imagem adaptada de [11]) .....	12
Figura 2.10 - Políticas Energéticas da UE [12] .....	13
Figura 2.11 - Esquemas de Autoconsumo e Net-Metering na Europa (imagem adaptada de [12]) .....	16
Figura 3.1 - Novos Regimes de Produção .....	19
Figura 3.2 - Direitos e Deveres do Autoconsumo e Pequena Produção .....	20
Figura 3.3 - Deveres dos Produtores.....	21
Figura 3.4 - Esquema de uma UPAC sem Armazenamento [9] .....	25
Figura 3.5 - Diagrama típico de produção e consumo de um consumidor doméstico [9] .....	25
Figura 3.6 - Esquema Geral de uma UPP [9] .....	26
Figura 4.1 - Tarifas de Venda do Comercializador de Mercado [20] .....	28
Figura 4.2 - Tarifas de Último Recurso (regulado) [20] .....	29
Figura 4.3 - Remuneração do ORD através das tarifas de Acesso .....	38
Figura 4.4 - Desequilíbrio provocado pelos autoconsumidores [25] .....	39
Figura 5.1 - Rede de teste utilizada .....	42
Figura 5.2 - Distribuição das Potências Contratadas maiores que 20.7 kVA, em Portugal [26] .....	43

Figura 5.3 - Distribuição das Potências Contratadas menores ou iguais que 20.7 kVA, em Portugal [26] .....	44
Figura 5.4 - Perfis de Carga para diferentes Consumidores (em kW).....	46
Figura 5.5 - Perfil de Produção (em percentagem).....	47
Figura 5.6 - Tarifa Simples para consumidores BTN ( $\leq 20.7$ kVA) [19].....	48
Figura 5.7 - Tarifa Tri-horária para Consumidores BTN ( $> 20.7$ kVA) [19].....	49
Figura 5.8 - Tarifa para consumidores BTE [19] .....	49
Figura 5.9 - Ciclo Diário para BTE e BTN em Portugal Continental .....	50
Figura 6.1 - Tensões do Caso Base no barramento 30 (em p.u.) .....	59
Figura 6.2 - Perdas Totais da Rede para o Caso Base (em kW) .....	60
Figura 6.3 - Tensões do Caso 1 no barramento 30 (em p.u.) .....	61
Figura 6.4 - Perdas Totais da Rede para o Caso 1 (em kW) .....	62
Figura 6.5 - Tensões do Caso 2 no barramento 30 (em p.u.) .....	63
Figura 6.6 - Perdas Totais da Rede para o Caso 2 (em kW) .....	64
Figura 6.7 - Excedente de Produção e Energia Armazenada no Barramento 30 (em kW).....	65
Figura 6.8 - Tensões do Caso 2a no barramento 30 (em p.u.) .....	66
Figura 6.9 - Perdas Totais da Rede para o Caso 2a (em kW).....	66
Figura 6.10 - Tensões do Caso 3 no barramento 30 (em p.u.) .....	68
Figura 6.11 - Tensões do Caso 3 no barramento 15 (em p.u.) .....	68
Figura 6.12 - Perdas Totais da Rede para o Caso 3 (em kW).....	69
Figura 6.13 - Perdas Totais na Rede (em kW) .....	71
Figura 6.14 - Pagamentos da Potência Contratada e da Energia Ativa Consumida sem autoconsumo (em €).....	76
Figura 6.15 - Pagamentos da Potência Contratada e da Energia Ativa Consumida com autoconsumo (em €).....	77
Figura 6.16 - Pagamentos anuais de vários consumidores sem Autoconsumo (em €).....	77
Figura 6.17- Pagamentos anuais de vários consumidores com Autoconsumo (em €) .....	77
Figura 6.18 - Remuneração do ORD e do ORT através das Tarifas de Acesso .....	86

## Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Processo de Licenciamento das UPAC e UPP .....	19
Tabela 3.2 - Valores de VCieg [19] .....	22
Tabela 3.3 - Valores Associados de K.....	22
Tabela 3.4 - Características das UPAC .....	24
Tabela 3.5 - Características das UPP .....	26
Tabela 5.1 - Potências Contratadas e Consumos Anuais dos Barramentos (a verde Barramentos com Autoconsumo) .....	42
Tabela 5.2 - Consumidores BT esperados em Portugal para 2015 e na Rede de Estudo .....	43
Tabela 5.3 - Classes de Consumidores BTN.....	44
Tabela 5.4 - Características dos vários tipos de consumidores da rede.....	45
Tabela 5.5 - Consumos e Produções Anuais dos vários tipos de Consumidores .....	45
Tabela 5.6 - Características das Baterias de Iões de Lítio.....	47
Tabela 5.7 - Capacidade dos Sistemas de Armazenamento instalados .....	48
Tabela 5.8 - Preços das Tarifas de UGS+URT .....	49
Tabela 5.9 - Características da UPP .....	51
Tabela 5.10 - Alguns resultados dos Casos de Estudo a serem analisados .....	54
Tabela 6.1 - Fluxos de Potência para o Caso Base .....	60
Tabela 6.2 - Resultados obtidos para o Caso Base .....	61
Tabela 6.3 - Fluxos de Potência para o Caso 1 .....	62
Tabela 6.4 - Resultados obtidos para o Caso 1 .....	63
Tabela 6.5 - Fluxos de Potência para o Caso 2 .....	64

Tabela 6.6 - Resultados obtidos para o Caso 2 .....	65
Tabela 6.7 - Energia Armazenada para o Caso 2 .....	65
Tabela 6.8 - Fluxos de Potência para o Caso 2a.....	67
Tabela 6.9 - Resultados obtidos para o Caso 2a.....	67
Tabela 6.10 - Energia Armazenada no caso 2a .....	68
Tabela 6.11 - Fluxos de Potência para o Caso 3.....	69
Tabela 6.12 - Resultados obtidos para o Caso 3.....	70
Tabela 6.13 - Variação da Tensão nos vários Casos no barramento 30.....	70
Tabela 6.14 - Variação da Tensão no Caso 3 no barramento 15.....	70
Tabela 6.15 - Perdas Totais na Rede e a sua Variação nos vários Casos .....	71
Tabela 6.16 - Outros Resultados nos vários Casos .....	72
Tabela 6.17 - Pagamentos dos Consumidores para o Caso Base e o Caso 1 através das Tarifas de Acesso.....	72
Tabela 6.18 - Variação dos Pagamentos Totais em relação ao Caso Base .....	72
Tabela 6.19 - Pagamentos Anuais de alguns Consumidores .....	73
Tabela 6.20 - Variação do Pagamento de alguns Consumidores em relação ao Caso Base .....	73
Tabela 6.21 - Preços das tarifas para os vários casos .....	74
Tabela 6.22 - Novos Pagamentos para os vários Casos.....	75
Tabela 6.23 - Novos Pagamentos de alguns Consumidores .....	75
Tabela 6.24 - Variação dos Novos Pagamentos de alguns Consumidores em relação ao Caso Base.....	75
Tabela 6.25 - Preços das tarifas para os vários casos .....	78
Tabela 6.26 - Novos Pagamentos para os vários Casos.....	79
Tabela 6.27 - Novos Pagamentos de alguns Consumidores .....	79
Tabela 6.28 - Variação dos Novos Pagamentos de alguns Consumidores em relação ao Caso Base.....	79
Tabela 6.29 - Pagamentos dos Consumidores considerando as Compensações das UPAC .....	80
Tabela 6.30 - Variação dos Pagamentos dos Consumidores considerando as Compensações das UPAC.....	80
Tabela 6.31 - Pagamentos Anuais de alguns Consumidores considerando as Compensações das UPAC.....	81
Tabela 6.32 - Variação dos Pagamentos Anuais de alguns Consumidores considerando as Compensações das UPAC.....	81

Tabela 6.33 - Pagamentos dos Consumidores para o Caso Base e o Caso 1 através das Tarifas de UGS+URT.....	82
Tabela 6.34 - Variação dos Pagamentos Totais em relação ao Caso Base .....	82
Tabela 6.35 - Pagamentos Anuais de alguns Consumidores .....	82
Tabela 6.36 - Variação do Pagamento de alguns Consumidores em relação ao Caso Base .....	82
Tabela 6.37 - Preços das tarifas para os vários casos .....	83
Tabela 6.38 - Novos Pagamentos para os vários Casos .....	83
Tabela 6.39 - Novos Pagamentos de alguns Consumidores .....	84
Tabela 6.40 - Variação dos Novos Pagamentos de alguns Consumidores em relação ao Caso Base.....	84





# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

BT	Baixa Tensão
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
MT	Média Tensão
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico de Energia
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
TP	Trânsito de Potências
UE	União Europeia
UGS	Uso Geral do Sistema
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
VA	Volt-Ampère
W	Watt



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 - Enquadramento

Com as diversas preocupações ambientais a terem uma voz cada vez maior nas políticas de diversos países desenvolvidos e com a possibilidade de escassez dos recursos não-renováveis num futuro próximo, as fontes de energia renovável têm tido uma grande atenção por parte das empresas do sector elétrico e em áreas de investigação. A União Europeia definiu como objetivo para 2020, que 20% da energia consumida seja proveniente de fontes de energia renováveis, diminuindo as emissões de gases de estufa, prejudiciais ao ambiente. Assim, os diversos países da União Europeia terão de implementar medidas de forma a conseguirem atingir as metas estabelecidas.

Uma medida adotada em diversos países, como a Alemanha, Espanha ou Itália, passa pela regulação do Autoconsumo, ou mecanismos semelhantes, que têm como objetivo uma maior penetração de baixo nível de energia renovável, como a energia solar. Também o Governo Português decidiu implementar o regime de Autoconsumo através do Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de Outubro.

Neste decreto-lei para além de ser definido o regime de Autoconsumo é ainda definido outro regime, onde estão englobadas as antigas unidades de micro e miniprodução, definidas agora como Unidades de Pequena Produção. Com o novo regime de Autoconsumo passa a ser possível consumir diretamente a energia produzida pelos próprios sistemas de produção, tendo ainda a possibilidade de vender o excedente de produção à rede.

Com estas alterações, os Operadores das Redes de Distribuição terão de enfrentar possíveis novos cenários, já que uma grande parte do consumo dos Autoconsumidores é agora satisfeita por sistemas de produção próprios, necessitando de menos energia da rede e assim diminuindo a circulação de energia. Para além dessa consequência, ainda vai haver uma maior dispersão de pontos onde ocorre injeção de energia, mudando assim as condições de operação da rede. Estes novos cenários terão impacto ao nível das tensões, direção e amplitude dos fluxos de potência e perdas e ainda na remuneração do Operador da Rede de Distribuição (ORD) e do Operador da Rede de Transporte (ORT), já que estas provêm das tarifas de Uso da Rede a serem pagas pelos consumidores.

### 1.2 - Objetivos e Metodologia

O objetivo desta dissertação é estudar os impactos que a nova legislação de Autoconsumo poderá provocar a nível operacional e a nível regulatório no ORD e no ORT

A metodologia seguida foi a seguinte:

- Análise da informação existente sobre a nova legislação sobre a produção para autoconsumo, de forma a definir um quadro para a análise subsequente;
- Análise do sistema regulatório atual, de forma a caracterizar a influência dos consumos na remuneração da atividade de distribuição;
- Estabelecer uma metodologia de análise, baseada em estudos de trânsito de potências para regimes típicos de funcionamento;
- Análise de casos de estudo;
- Discussão do impacto nas tarifas de Uso da Rede.

### 1.3 - Informação e Ferramentas Utilizadas

Para o desenvolvimento do trabalho desta dissertação foi necessário criar diversos casos de estudo, sendo necessária a obtenção de dados relativamente aos consumidores da rede. Alguns desses dados passam pelas Potências de Instalação típicas na rede Portuguesa, consumos anuais ou os perfis de consumo e de produção fotovoltaica típicos em Portugal. Todos estes dados foram obtidos através da informação disponibilizada pela ERSE para o ano de 2015. Os perfis de consumo e de produção fornecidos pela ERSE estavam definidos de 15 em 15 minutos, tendo de ser corrigidos para valores de hora em hora, sendo mais tarde normalizados consoante os consumos anuais.

Para a realização dos estudos de Trânsito de Potências, incluindo os estudos com sistemas de armazenamento, foi utilizado o *Matpower*, ferramenta do *software Matlab*. Para o tratamento de dados e a análise e comparação dos casos foi utilizado o Microsoft Office Excel.

### 1.4 - Estrutura da Dissertação

Esta dissertação encontra-se organizada em 6 capítulos, para além deste, que são os seguintes:

Capítulo 2 - é feita uma descrição dos vários tipos de sistemas fotovoltaicos, dos sistemas de armazenamento e dos sistemas para autoconsumo, sendo ainda feita uma análise das possíveis vantagens e barreiras e desafios do Autoconsumo. No final deste capítulo são apresentadas diversas políticas de Autoconsumo implementadas na Europa.

Capítulo 3 - são apresentados os principais aspetos da nova legislação Portuguesa de Autoconsumo.

Capítulo 4 - são descritos as principais características do Sistema Regulatório presente em Portugal. Em primeiro lugar são descritas as várias tarifas por atividade (Transporte, Distribuição e Comercialização) e de seguida são descritos os princípios da remuneração do Operador da Rede de Transporte e do Operador da Rede de Distribuição. Por último, é feita uma análise da influência que o consumo tem na remuneração da atividade de Distribuição.

Capítulo 5 - é feita a descrição da rede utilizada nos casos de estudo, incluindo a descrição dos vários tipos de consumidores, dos perfis de carga e produção, dos sistemas de armazenamento utilizados e ainda são apresentadas as tarifas de Uso da Rede. É ainda apresentada a metodologia adotada, descrevendo-se os diferentes casos de estudo, o algoritmo utilizado para que se considerem os sistemas de armazenamento no *Matpower* e a metodologia utilizada na análise dos resultados obtidos nos casos de estudo e das remunerações do ORD e do ORT.

Capítulo 6 - são apresentados os resultados obtidos para os diversos casos de estudo, sendo feitas diversas comparações entre estes e analisando-se o impacto que têm na operação da rede. São ainda apresentados os resultados obtidos para os diferentes métodos adotados para a alteração das tarifas de Uso da Rede, sendo analisado o impacto que cada método tem nos diversos consumidores da rede.

Capítulo 7 - são indicadas as conclusões obtidas do estudo realizado.



# Capítulo 2

## Autoconsumo

Como foi referido anteriormente, a União Europeia e outros países desenvolvidos a nível mundial têm implementado políticas de incentivo à produção de energia a partir de fontes de energia renovável, como a energia eólica ou solar, tendo definido uma redução das emissões de gases de estufa entre 80 a 95% até 2050, em relação a 1990. A integração da geração dispersa vai ser um passo importante para atingir estes objetivos, pelo que o sector de energia vai sofrer grandes alterações [1]. Uma forma utilizada por diversos países europeus para conseguir uma rápida integração da produção dispersa, por forma a conseguir satisfazer as metas definidas pela União Europeia, é pela implementação de regimes como o autoconsumo.

O Autoconsumo refere-se à produção de eletricidade com a finalidade de satisfazer o próprio consumo, podendo estar ou não ligada à rede elétrica de serviço público. Poderá estar ainda ligada a um sistema de armazenamento de forma a ter um melhor aproveitamento da energia produzida.

Neste capítulo, em primeiro lugar, vão ser descritos os sistemas de produção fotovoltaicos e os sistemas de armazenamento. De seguida, vão ser descritos os vários tipos de sistemas de autoconsumo existentes, as diversas vantagens que oferecem, bem como as barreiras e desafios que lhe são apresentados. Por último, vão ser apresentadas algumas políticas de autoconsumo já implementadas na Europa.

### 2.1 - Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos têm tido uma adesão exponencial nos últimos anos, estimando-se que estariam instalados cerca de 177 GW no mundo, em 2014, representando 1% da procura mundial de energia. Os países onde o crescimento tem sido mais acentuado são a China, Japão e Estados Unidos, sendo a Alemanha o país com maior capacidade instalada. Uma das razões pelo aumento exponencial destes sistemas foi o desenvolvimento destas tecnologias, permitindo um maior rendimento na transformação da energia solar em energia elétrica, que fez com que o preço de investimento inicial nestes sistemas diminuísse [2].

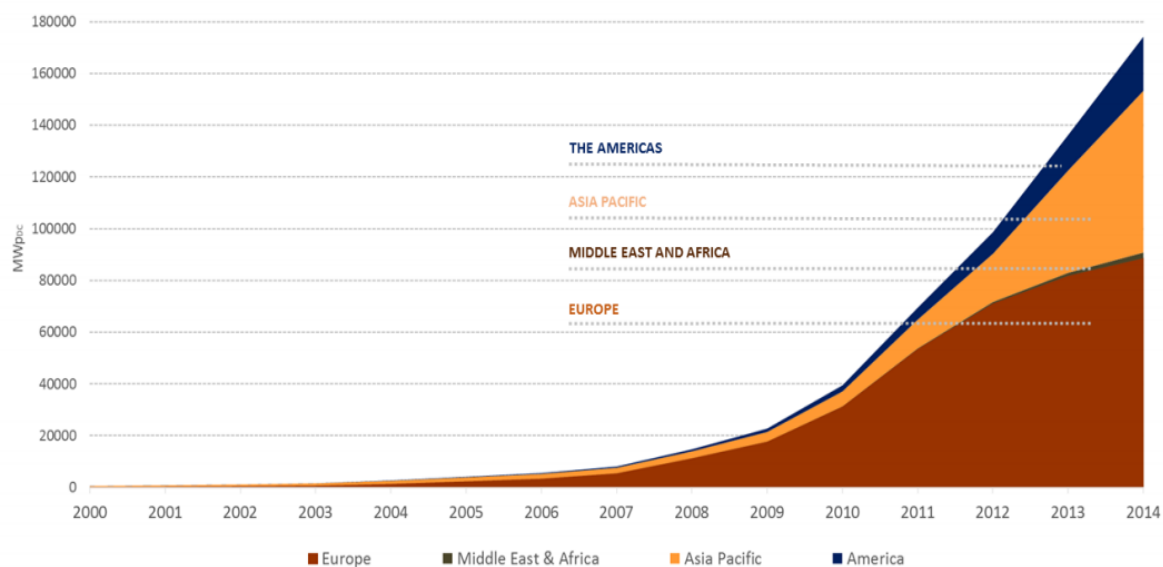


Figura 2.1 - Crescimento Mundial de Sistemas Fotovoltaicos [2]

Uma das maiores vantagens destes sistemas é que a sua fonte de energia, a energia solar, é renovável, sendo praticamente não poluentes. Para além disso, não necessitam de grande manutenção, não produzem cheiros ou ruídos e possuem um tempo de vida elevado. No entanto, ainda apresentam um preço de investimento inicial elevado, embora nos últimos anos este fator esteja a ser alterado, como já foi referido [3].

Os sistemas fotovoltaicos são basicamente compostos por painéis fotovoltaicos e inversores. No entanto, podem estar ainda associados a um sistema de armazenamento e a um regulador de carga.

### 2.1.1 Painéis Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos consistem num conjunto de células fotovoltaicas que permitem transformar a luz solar, que é constituída por fotões, em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico. As células fotoelétricas podem ser construídas através de tecnologias de Silício Cristalino, com um rendimento que pode chegar aos 24%, ou através de tecnologias de Galio Arsenio (GaAs), chegando aos 28% de rendimento [3].



Figura 2.2 - Painel Fotovoltaico [4]

Os painéis fotovoltaicos são caracterizados pela sua grande variabilidade de produção ao longo do dia, podendo subir ou descer a sua produção rapidamente, consoante as condições



atmosféricas. Na figura 3 é apresentado um perfil de produção típico destes sistemas para vários meses do ano.

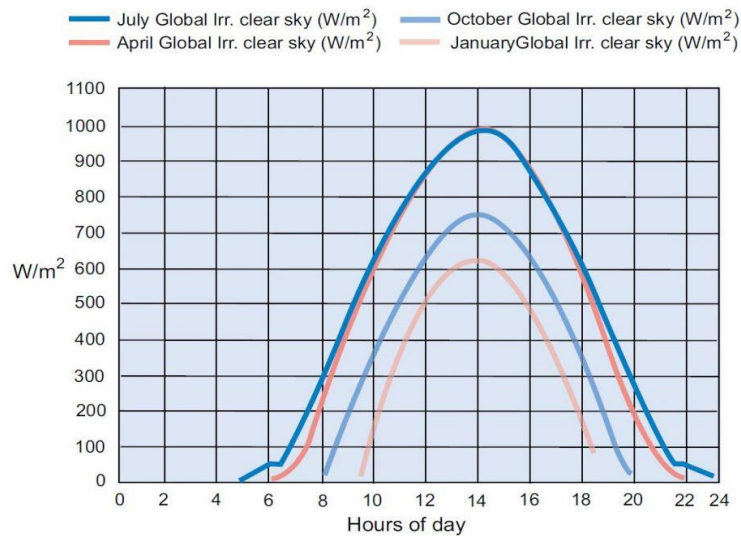


Figura 2.3 - Perfil de produção típico para vários meses do ano [5]

### 2.1.2 Inversores

Os inversores são aparelhos que convertem a corrente contínua produzida pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada, permitindo a ligação entre os painéis fotovoltaicos e a carga/rede. O sinal elétrico DC do gerador é convertido num sinal AC, ajustado para a frequência e tensão da carga/rede a que está ligado [3].

## 2.2 - Sistemas de Armazenamento

O armazenamento de energia elétrica tem ganho um grande interesse nos últimos anos, devido a um maior desenvolvimento das tecnologias de sistemas de armazenamento, aumentando as vantagens da sua utilização, especialmente no que respeita à integração de produção dispersa de origem renovável. Uma vez que as fontes de energia renovável apresentam um carácter intermitente, como o caso da energia solar que tem uma grande variação de produção ao longo do dia, passa a ser possível armazenar os excedentes de produção e consumir essa energia armazenada em horas de maior consumo [6].

Outro aspeto importante que as tecnologias de armazenamento proporcionam, passa pelo aumento da qualidade de regulação das redes e dos serviços do sistema elétrico, já que possuem uma capacidade de resposta maior que as reservas atuais, como as máquinas térmicas [6], permitindo ainda uma melhor regulação da frequência e tensão ou diminuição de perdas.

Vão ser agora apresentadas algumas tecnologias de armazenamento indicadas para uso a nível local, assim como algumas vantagens que estes sistemas podem proporcionar.

### 2.2.1 Tecnologias de Armazenamento

As tecnologias de armazenamento mais utilizadas a nível local são as Baterias Convencionais. Estas baterias são utilizadas em veículos elétricos, em painéis fotovoltaicos ou mesmo em aplicações de larga escala [6].

### 2.2.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido foram inventadas pelo francês Gaston Planté, em 1860, sendo uma das formas mais antigas de armazenamento. O carregamento destas baterias ocorre devido ao dióxido de chumbo em pó e o chumbo esponjoso estarem mergulhados numa solução de ácido sulfúrico, que ao reagir criam sulfato de chumbo, água e chumbo. Para descarregar a bateria, é necessário fornecer uma corrente de origem externa ao sulfato de chumbo e à água, que vão ser convertidos em chumbo, óxido de chumbo e ácido sulfúrico [6].

Estas baterias são uma tecnologia madura e bem estudada, apresentando uma eficiência relativamente elevada e um baixo custo. No entanto, apresentam uma densidade baixa de energia, número limitado de ciclos e contêm materiais perigosos para a saúde, como o chumbo [6].

### 2.2.1.2 Baterias baseadas em Níquel

Este tipo de baterias apresenta um conjunto alargado de opções, destacando-se as baterias de tipo Níquel-Cádmio (NiCd) e as baterias do tipo Níquel-Metal híbrido (NiMH). A diferença entre estes dispositivos está na constituição dos elétrodos negativos, enquanto o elétrodo positivo é constituído por hidróxido de níquel [6].

As baterias de NiMH apresentam uma capacidade superior armazenamento às baterias do tipo NiCd e não apresentam materiais tóxicos, embora sejam 20% mais caras que estas e necessitam de elevada manutenção.

As baterias de NiCd apresentam um preço relativamente baixo, elevado número de ciclos e necessidade reduzida de manutenção. No entanto, são constituídas por materiais tóxicos, como o cádmio, estando banidas em diversos países da União Europeia.

### 2.2.1.3 Baterias de Iões de Lítio

As baterias de iões de lítio funcionam através de um processo de oxidação-redução do elétrodo positivo, onde, durante a carga, ocorre um movimento dos iões do elétrodo positivo para o elétrodo negativo e a movimentação contrária desses iões para a descarga. O elétrodo positivo é composto por óxido metálico e o negativo por grafite [6].

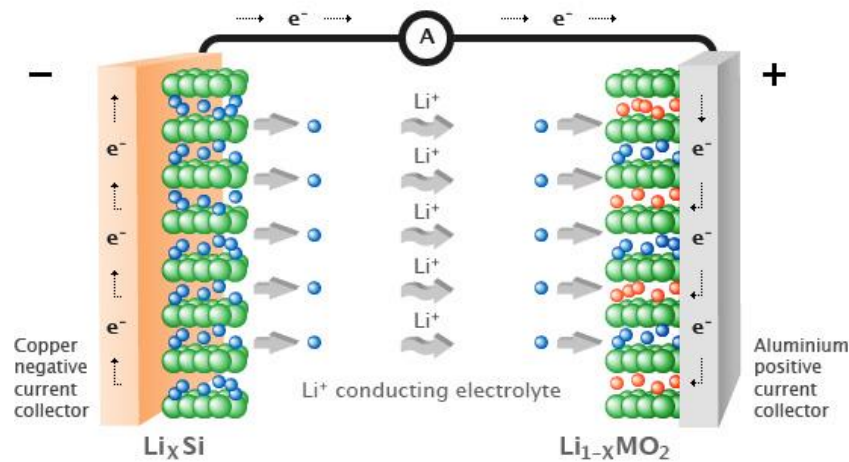


Figura 2.4 - Funcionamento de Baterias de Íons de Lítio [7]

Estas baterias apresentam uma elevada eficiência, densidade de energia, número de ciclos e elevada potência, comparando com outras baterias. Estas baterias são atualmente usadas em veículos elétricos e ao fim de 10 anos de uso, perdem 70-80% da sua capacidade inicial, tendo de ser substituídas. No entanto, estas podem ser reutilizadas para aplicações do sistema elétrico, esperando-se um total de 400 MWh de baterias a ser reutilizadas em 2020 [6]. A principal desvantagem destas baterias é o seu custo, que pode ser diminuído através da sua reutilização.

### 2.2.2 Vantagens

As tecnologias de armazenamento apresentam diversas vantagens para as várias áreas do Sistema Elétrico de Energia (SEN). Assim, algumas das vantagens por área de aplicação no SEN são as seguintes [1]:

- Produção
  - Fornecimento de potência ou capacidade ao sistema;
  - Deslocação de Cargas ou deslocação da injeção de energia de fontes renováveis, permitindo um nivelamento de carga e suavização de pontas;
- Serviços de Sistema
  - Fornecimento de reserva girante e estática;
  - Regulação primária (15-30 segundos), permitindo controlo de frequência e tensão;
- Rede de Transporte
  - Controlo primário de frequência
- Rede Transporte/ Produção
  - Alívio do congestionamento da rede de transporte
  - Redução da frequência-duração das interrupções, aumentando a fiabilidade do serviço;
  - Adiamento de investimentos na rede de transporte e distribuição;
  - Controlo de tensão;
- Integração de Renováveis
  - Transferência de energia entre períodos;
  - *Back-up* de sistemas de energia renovável
  - Nivelamento de carga ao longo do tempo;

- Suavização da integração de energia renovável;
- Utilizador Final
  - Melhoramento da fiabilidade dos serviços elétricos, melhorando a qualidade da onda e provocando um amortecimento de oscilações;
  - Sistema anti-cavas de tensão (LVRT).

## 2.3 - Sistemas de Autoconsumo

Existem vários Sistemas de Autoconsumo, que são adotados consoante as necessidades e os objetivos que se pretende para cada instalação.

Um exemplo típico dos perfis de consumo e de produção de energia a partir de painéis fotovoltaicos (PV), que é a principal tecnologia de produção de energia esperada para os sistemas de autoconsumo, é o seguinte:

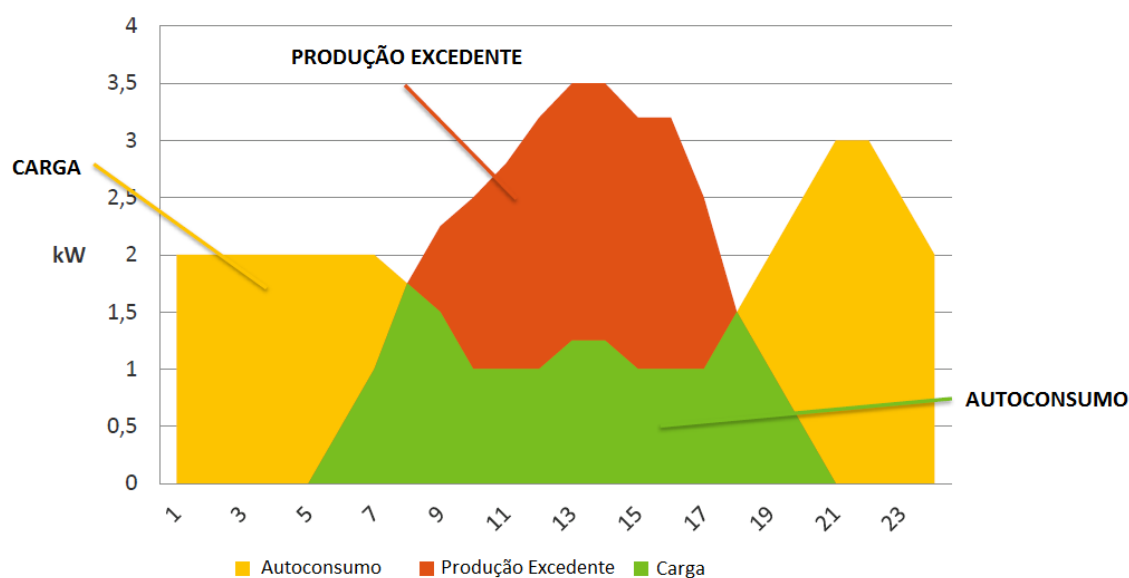


Figura 2.5 - Perfis de Consumo e Produção Típicos [8]

A produção excedente poderá ser aproveitada de duas maneiras: injetada na rede ou armazenada em sistemas de armazenamento. Também a carga consumida, quando não está a haver produção, pode ter diferentes origens: pode vir da rede a que está ligada a instalação ou do sistema de armazenamento.

Assim, através do autoconsumo a energia consumida da rede vai ser menor, permitindo diminuir o valor da fatura de energia. A diminuição da energia consumida da rede pode ser maior ou menor consoante o tipo de sistema instalado, que vão ser agora apresentados.

### 2.3.1 Sistemas com Armazenamento

Os sistemas de Armazenamento, que estão integrados com sistemas de Autoconsumo, contam com baterias onde vão ser acumulados os excedentes da energia produzida. Assim, nas alturas em que a produção é nula ou menor que o consumo, como por exemplo à noite, a energia armazenada poderá ser utilizada para consumo, evitando-se custos com a energia consumida da rede e aumentando o aproveitamento da energia solar (figura 4). Estes sistemas

podem ser dimensionados de forma a que estejam ligados à RESP ou a sistemas completamente autônomos.

Para além dos painéis fotovoltaicos, do inversor e do contador bidirecional (caso esteja ligado à rede) estes sistemas contarão ainda com as baterias e um regulador de carga, com a função de gerir as cargas das baterias.

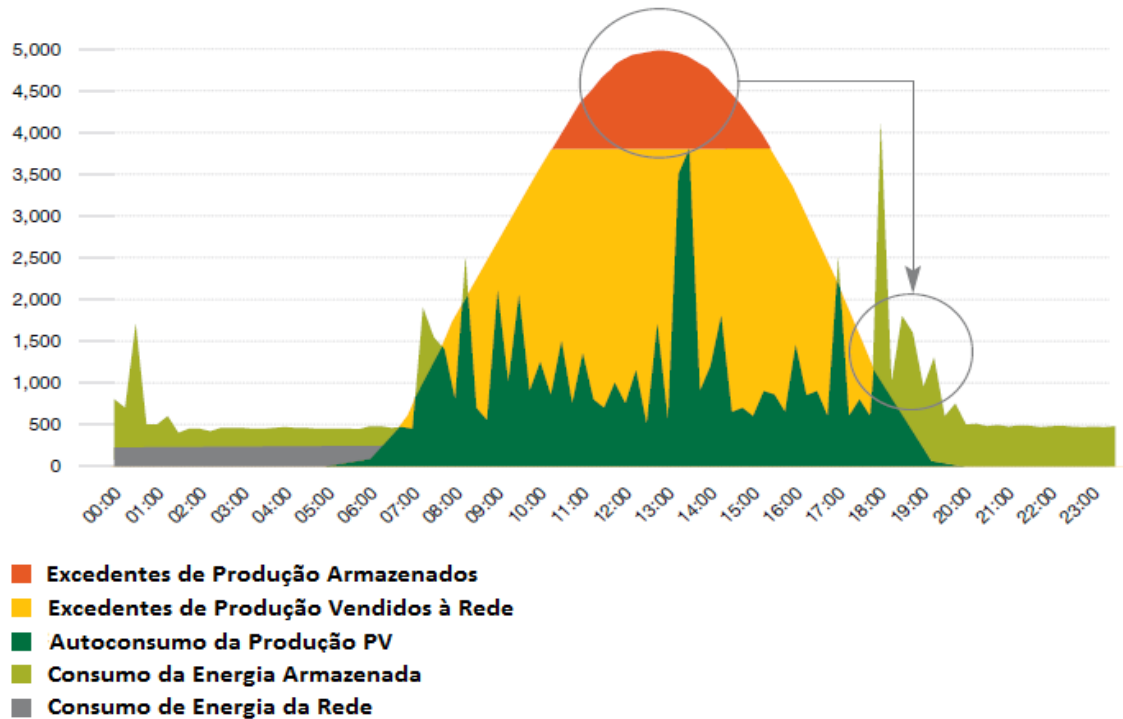


Figura 2.6 - Perfis de Consumo, Produção e Armazenamento Típicos [1]

### 2.3.2 Sistemas Ligados à Rede Elétrica

Os sistemas que estão ligados à Rede Elétrica têm a possibilidade de vender os excedentes de produção à rede, caso a legislação o permita. Se tiverem associados a si um sistema de armazenamento, a energia dos excedentes de produção pode ser armazenada e consumida mais tarde, como foi visto no ponto 2.3.1. Caso não tenham nenhum sistema de armazenamento, o restante consumo é coberto pela energia da rede.

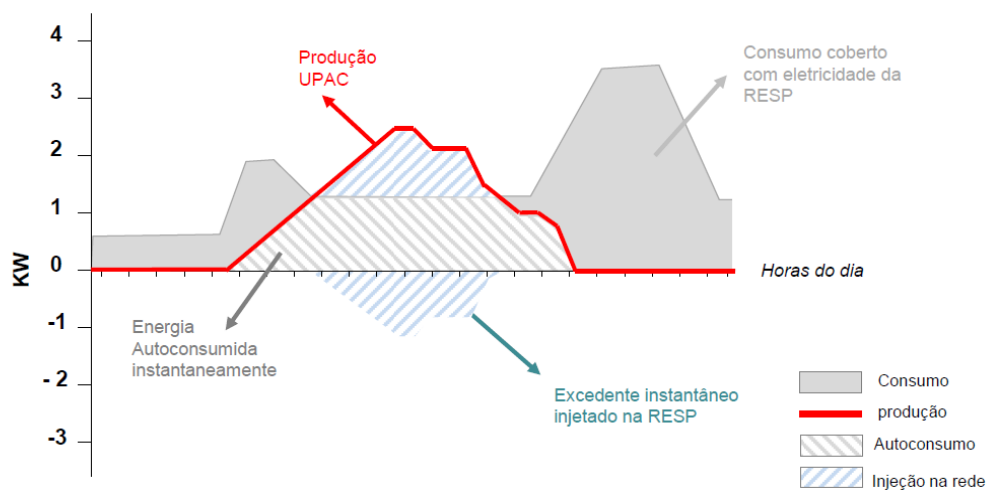


Figura 2.7 - Perfis de Consumo e Produção de Sistemas sem Armazenamento Ligados à Rede [9]

Os sistemas sem armazenamento são compostos por painéis fotovoltaicos, um inversor e um contador bidirecional, que é um aparelho que mede a energia que circula nos dois sentidos, isto é, a energia que é injetada na rede devido aos excedentes de produção e a energia que é consumida da rede nos períodos em que a produção é inferior ao consumo.

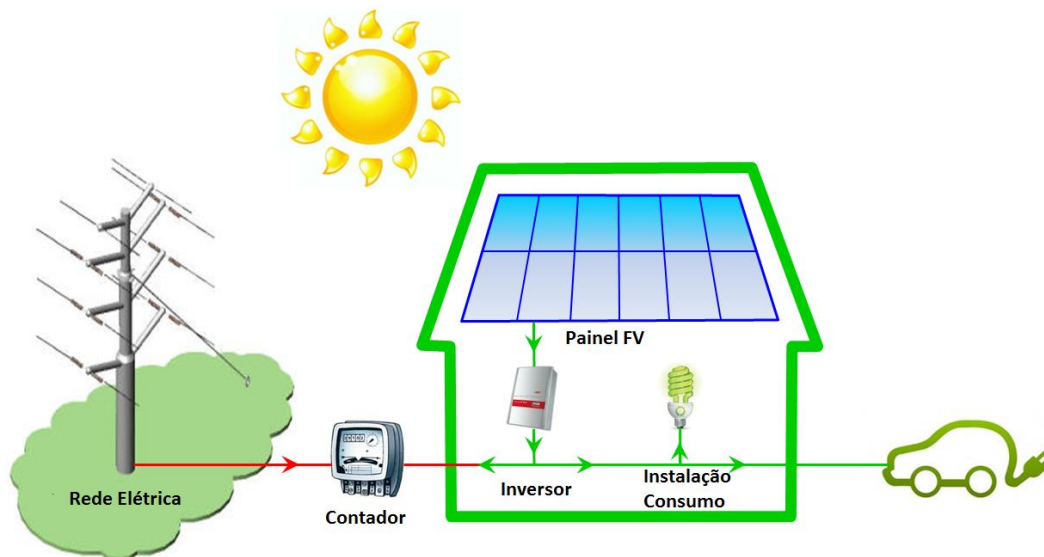


Figura 2.8 - Esquema de Autoconsumo Ligado à Rede [10]

### 2.3.3 Sistemas Isolados

Este tipo de sistema não está ligado à rede elétrica, ou seja, é completamente autónomo, não necessitando de contador bidirecional. Assim, para além de painéis fotovoltaicos e de um inversor, necessita também de um sistema de armazenamento para consumir nas horas em que a produção é baixa ou nula e de um regulador de carga [11]. É especialmente vantajoso para instalações afastadas com dificuldade de acesso à eletricidade, de uso esporádico ou mesmo para iluminação pública.

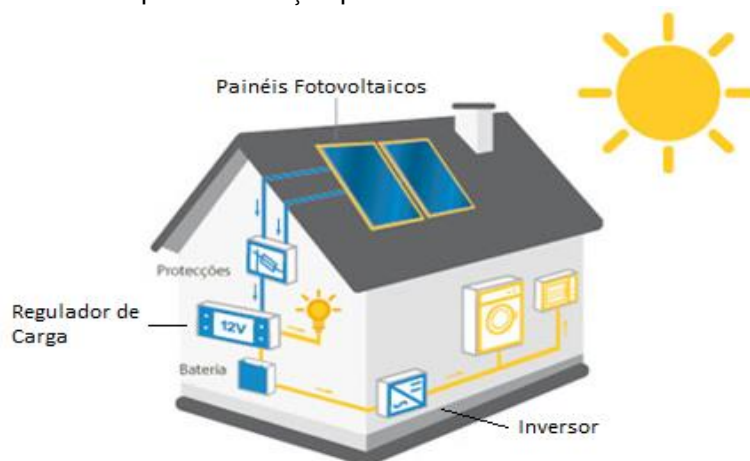


Figura 2.9 - Esquema de Sistema de Autoconsumo Isolado (imagem adaptada de [11])

## 2.4 - Vantagens do Autoconsumo

Os sistemas de autoconsumo trarão benefícios a diversas entidades, como aos consumidores, empresas do setor fotovoltaico e até mesmo a certos países dependentes energeticamente de outros países, para além de trazer algumas vantagens a nível de operação de redes. Uma das principais vantagens a nível mundial do autoconsumo é devido à diminuição do impacto ambiental, já que são à base de energias 100% limpas e renováveis, diminuindo as emissões de CO<sub>2</sub>. Assim, vão permitir a diversos países atingir as metas definidas para a emissão de gases de estufa.

Outras vantagens oferecidas pelo autoconsumo poderão ser as seguintes [9]:

- Promover a produção próxima da fonte de consumo, pelo que vai permitir uma redução de perdas na rede;
- Permitir a entrada de novos agentes de pequena dimensão e aumenta a concorrência na atividade de produção, pelo que provocará um “democratização” do sector de produção;
- Reduzir a concentração das unidades de produção, pelo que vai beneficiar a segurança de abastecimento;
- Reduzir a necessidade de produção de energia em horas de ponta (no caso de sistemas fotovoltaicos);
- A médio ou longo prazo, limitar a necessidade de investimento na rede;
- Dinamizar a indústria fotovoltaica, criando empregos para as populações e desenvolvendo economias locais;
- Incentivar a conservação de energia por parte dos consumidores, que terão uma melhor perspetiva dos seus hábitos de consumo;
- Independência energética.

Outra vantagem do autoconsumo será relativamente às políticas energéticas estabelecidas pela União Europeia. Estas políticas são constituídas por três objetivos base (triângulo da figura 10): segurança no abastecimento, proteção ambiental e competitividade da economia. No entanto, um grande problema para o alcance dos objetivos destas políticas é a aceitação por parte dos consumidores na adesão a sistemas de produção de energia renovável, já que a recuperação do investimento poderá ser longa. [9] Assim, as políticas energéticas terão de ser antes baseadas em quatro objetivos (quadrado da figura 10):

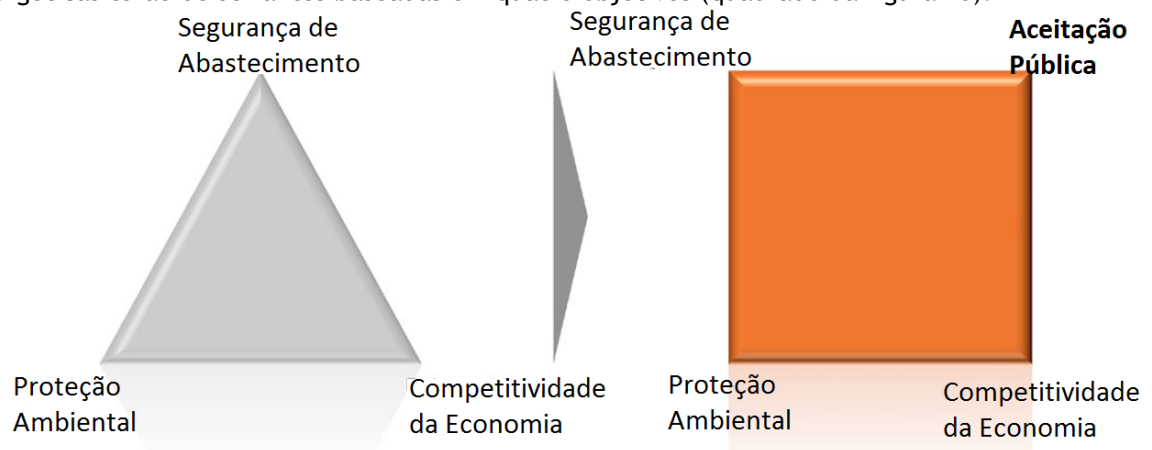


Figura 2.10 - Políticas Energéticas da UE [12]

Como os sistemas de autoconsumo podem proporcionar vantagens financeiras aos consumidores, a aceitação deste tipo de sistemas poderá ser maior, pelo que os objetivos das políticas energéticas serão mais facilmente alcançados.

## 2.5 - Barreiras e Desafios

Apesar das diversas vantagens que o autoconsumo poderá trazer, ainda existem algumas barreiras que impedem um maior desenvolvimento e implementação destes sistemas, tanto a nível económico, como a nível legal. Vão ser agora indicadas algumas dessas barreiras [13].

### 2.5.1 Esquemas de sistemas regulatórios

As legislações presentes em cada país terão também um papel importante na implementação destes sistemas, já que irão definir a forma de como podem ser aproveitados os sistemas de produção para autoconsumo e as limitações que lhes serão atribuídas[13].

### 2.5.2 Falta de informação por parte dos consumidores

Um fator importante para a aceitação e implementação de sistemas de autoconsumo por parte dos consumidores é a informação que lhes é providenciada. Com falta de informação, os consumidores não poderão ter conhecimento do funcionamento e das vantagens oferecidas por estes sistemas e a sua implementação será retardada.

### 2.5.3 Ausência de um mercado competitivo e liberalizado

Como já foi explicado, o incentivo económico do autoconsumo parte da poupança na conta de eletricidade. Assim, é necessário que os mercados sejam liberalizados e competitivos de forma a permitir que os custos sejam proporcionais aos recursos utilizados pelos consumidores. Caso contrário, se o mercado for regulado, a competitividade dos preços vai diminuir e poderá criar barreiras ao autoconsumo.

### 2.5.4 Integração na rede

Como vai haver injeção de energia da rede, proveniente dos excessos de produção que não são armazenados, terão de ser implementadas medidas para a integração do autoconsumo, de forma a haver uma harmonização entre estes sistemas e a operação das redes e assim evitar a criação de dificuldades à implementação destes sistemas[13].

### 2.5.5 Subdesenvolvimento de sistemas de armazenamento ou de *smart-meters*

Os sistemas de armazenamento e as *smart-meters* são importantes para um melhor aproveitamento do autoconsumo. Os sistemas de armazenamento, como já foi referido, permitem o armazenamento de excedentes de produção para serem consumidos mais tarde, aumentando o aproveitamento da energia produzida. As *smart-meters* são dispositivos de contagem de energia com a capacidade de comunicação remota com os operadores das redes, facilitando a operação destas e oferecendo informação aos consumidores sobre os seus hábitos de consumo e outras opções tarifárias [13].

No entanto, os sistemas de armazenamento ainda estão pouco desenvolvidos e o preço de investimento ainda é relativamente alto, embora esteja a diminuir. Também é necessário criar mecanismos para um melhor aproveitamento da energia armazenada, havendo a necessidade de saber a melhor altura em que deve ser consumida esta energia. Em relação às *smart-meters*, em 2009 apenas 10% das instalações na EU possuíam algum tipo de *smart-*



*meters*, pelo que a UE implementou medidas de forma a que 80% das instalações em 2020 tivessem instalados este tipo de contadores.

### 2.5.6 Investimento na rede de distribuição

Com o autoconsumo vai ser necessário realizar diversos investimentos nas redes de distribuição, devido à instalação de *smart-meters*, à construção ou modernização de linhas ou outros componentes da rede, como transformadores. Como a remuneração dos ORD provém das tarifas pagas pelos consumidores e com o aumento do valor desta, será necessário distribuir de forma correta os custos das tarifas pelos vários tipos de utilizadores. Isto para que nem os ORD nem qualquer consumidor seja prejudicado.

## 2.6 - Políticas de Autoconsumo na Europa

As políticas para a implementação do autoconsumo têm vindo a ser promovidas em diversos países, tanto na Europa, como noutros continentes. Alguns desses países europeus são a Alemanha, a Espanha, o Reino Unido, a Itália ou mais recentemente, Portugal. No entanto, estas políticas podem ser muito diferentes consoante o país. Alguns países usam outros regimes, como o *net-metering*, que é um regime que, apesar de não incentivar o autoconsumo, incentiva a instalação de sistemas de produção a partir de fontes de energia renovável.

Na Alemanha, o autoconsumo começou a ser incentivado em 2011 através de tarifas *premium*. No entanto, com a descida do preço da energia gerada por sistemas fotovoltaicos, o governo Alemão decidiu abandonar este sistema, já que essa descida foi de tal forma substancial que, no setor doméstico, o preço da energia fotovoltaica acabou por ser menor que o preço da energia comprada à rede pelos consumidores. Assim, só por si, o Autoconsumo acabava por trazer mais vantagens do que sistemas por tarifas. Em 2012, outras medidas reforçaram o autoconsumo, sendo que apenas 90% dos produtores podiam ter acesso ao sistema de tarifas FiTs (*Feed-in-Tariffs*).

Em Itália, um regime de autoconsumo através de tarifas *premium* foi estabelecido, similar ao da Alemanha, através do “*I Conto Energia*”. Nesse decreto, foi definido que a remuneração de um sistema de autoconsumo é feita através de uma tarifa aplicada à energia fornecida à rede e através de uma tarifa *premium* aplicada à energia consumida na instalação. No entanto, após várias alterações a esse decreto, como das condições de acesso às tarifas ou dos limites de potência dos pequenos e grandes produtores, em 2013 terminou o “*V Conto Energia*”, sem a aprovação de um novo plano de incentivos. No entanto, um novo esquema alternativo foi adotado, o “*Scambio Sul Posto*”, que assegura a remuneração económica para a energia total produzida e injetada na rede e a consumida diretamente. Este esquema tem como objetivo favorecer o consumo direto da energia produzida. Para além disso, estabeleceu-se uma dedução fiscal de 50% na construção de instalações fotovoltaicas [19].

Em Espanha, o autoconsumo está regulado desde Novembro de 2011, através do Real Decreto 1699/2011. Neste decreto estabeleceu-se as condições administrativas, técnicas e económicas da conexão de instalações de produção com a rede. Assim, este decreto é aplicável a consumidores com potência contratada não superior a 100kW e que utilizem uma

tecnologia de produção de eletricidade através de energias renováveis. Este regime de autoconsumo é ligeiramente diferente do que foi explicado anteriormente. Neste caso, o excesso de produção pode ser na mesma injetado na rede, não sendo, no entanto, remunerado. Este excesso vai sim ser descontado à energia consumida da rede nas horas em que o consumo é maior que a produção. No entanto, apesar da aprovação deste decreto ter ocorrido em 2011, as condições administrativas atuais dificultam o desenvolvimento favorável destes sistemas.

No Reino Unido, desde 2010, também está regulamentado o autoconsumo para sistemas menores que 5 MW, com incentivos através de tarifas *premium* pela energia autoconsumida e ainda por tarifas pela energia injetada na rede.

Outros países como a Dinamarca, Bélgica ou Holanda utilizam um sistema de *net-metering*. Neste sistema, toda a energia produzida é injetada na rede, sendo depois descontada à energia consumida da rede. Para isso é usado um contador que aumenta por cada kWh de energia comprada à rede e diminui por cada kWh de energia injetada na rede.

Na figura seguinte é possível observar os vários esquemas presentes na Europa:

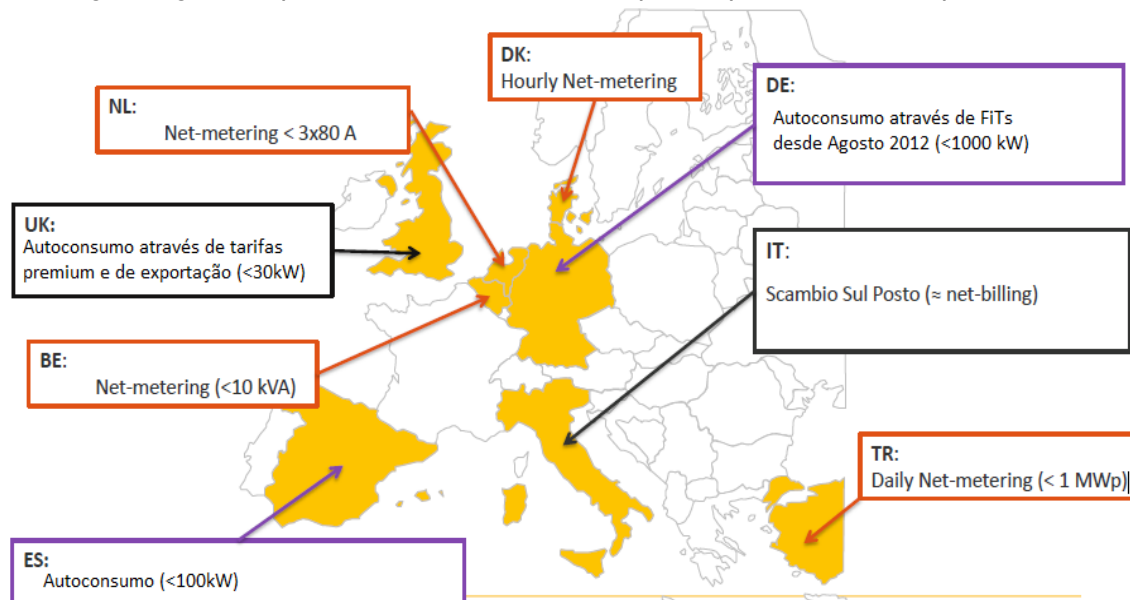


Figura 2.11 - Esquemas de Autoconsumo e Net-Metering na Europa (imagem adaptada de [12])

## Capítulo 3

# Nova Legislação Portuguesa de Autoconsumo

A nova legislação Portuguesa de Autoconsumo foi aprovada recentemente e está regulada pelo Decreto-Lei nº153/2014, de 20 de Outubro [14].

Neste capítulo vai ser feito um resumo desta legislação, apresentando-se os principais pontos. No entanto, em primeiro lugar vai ser feito um pequeno enquadramento nacional, de forma a oferecer uma melhor perspetiva do desenvolvimento das legislações nacionais em relação a sistemas de geração a partir de fontes renováveis de pequena geração.

### 3.1 - Enquadramento Nacional

Em 2002 foi regulada a atividade de produção independente de energia com foco no autoconsumo. Qualquer produtor-consumidor em Baixa Tensão (BT) poderia estar ligado à rede com possibilidade consumir toda a energia produzida, fornecimento a terceiros ou ainda a possibilidade de entrega de excedentes à rede. Esta legislação pretendia “potenciar o aproveitamento de recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional” [15]

Em 2007, com o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, decidiu-se simplificar o regime de licenciamento, de faturação e de relacionamento comercial para a microprodução, já que não se obteve a adesão esperada para estes sistemas, com o Decreto-Lei nº68/2002, de 25 de Março. Foram também criados dois regimes de remuneração: o geral, para qualquer tipo de instalação, e o bonificado, unicamente para fontes de energia renovável [16]. O principal incentivo à utilização destes sistemas seria através das taxas do regime bonificado.

Em 2011, devido à continuação de uma fraca aderência a sistemas de autoconsumo, decidiu-se pela revogação do Decreto-Lei nº68/2002, de 25 de Março. Assim, para complementar o regime de microprodução, decidiu-se regulamentar o regime para a

miniprodução. Foram definidos dois tipos de regimes remuneratórios, o geral e o bonificado, com base nos já criados para os regimes para a microprodução [17].

Os regulamentos para os regimes de microprodução e miniprodução estavam, no entanto, a criar dificuldades práticas e operacionais aos agentes envolvidos nestes sistemas, isto é, o comercializador de último recurso (CUR), os comercializadores e os produtores[18]. Assim, em 2013 aplicou-se o Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, definindo o comercializador de último recurso o único responsável pela celebração de contratos de compra e venda da eletricidade com os microprodutores e miniprodutores, independentemente do regime [18].

Assim, em Portugal passou-se de regimes centrados no autoconsumo, para regimes com duas opções de remuneração, de forma a fomentar o investimento em sistemas de microprodução e miniprodução.

No entanto, com a evolução de novas tecnologias, atualmente é possível a criação de projetos de autoconsumo com um menor investimento, o que poderá ser um fator muito importante para a aceitação deste tipo de regime. Os regimes de autoconsumo poderão oferecer benefícios tanto para o desenvolvimento do país, como para os próprios consumidores, que terão maior conhecimento no seu perfil de consumo, permitindo a racionalização de energia, e nos recursos utilizados [14]. Assim, foi aprovado o Decreto-Lei nº153/2014, de 20 de Outubro, que regulariza o autoconsumo.

### **3.2 - A Nova Legislação**

Com o novo Decreto-Lei, a microprodução e a miniprodução passaram a enquadrar-se da mesma forma, sendo chamadas de Pequena Produção, sem qualquer distinção. Referem-se assim a unidades de produção a partir de fontes de energia renováveis, com uma potência de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) não superior a 250 kW. Este regime de Pequena Produção permite aos respetivos produtores a venda total da energia produzida à rede elétrica. A forma de remuneração deste regime é através de tarifas atribuídas consoante um modelo de licitação.

O outro regime de produção dispersa previsto é o Autoconsumo, que se refere à produção de eletricidade com a finalidade de satisfazer o próprio consumo; poderá estar ou não ligada à rede elétrica de serviço público (RESP) e no primeiro caso terá a possibilidade de vender a eletricidade não consumida, a preço de mercado [14].



Figura 3.1 - Novos Regimes de Produção

Um ponto importante para uma boa utilização da rede será o controlo e monitorização destes sistemas, feito em cada unidade de produção, por teleregulação. Os sistemas de armazenamento serão também importantes, já que irão permitir um melhor aproveitamento da energia produzida.

### 3.2.1. Condições de Acesso

As unidades de produção de autoconsumo (UPAC) cuja potência instalada seja inferior a 200W não necessita de qualquer tipo de controlo para o seu acesso. No entanto, necessitará de um registo prévio e de um certificado de exploração para potências instaladas superiores, salvo os seguintes casos:

- caso a potência seja entre 200W e 1.5kW ou não se encontre ligada à RESP, que apenas necessita de uma mera comunicação prévia de exploração;
- se a potência for superior a 1MW, que carecem de licença de produção e exploração.

Também as Unidades de Pequena Produção (UPP) necessitarão de um registo prévio e de um certificado de exploração.

No quadro seguinte é feito um resumo dos processos de licenciamento necessários:

Tabela 3.1 - Processo de Licenciamento das UPAC e UPP

Processo Licenciamento	UPAC				UPP
	200W a 1.5kW	1.5kW a 1MW	>1MW	Não ligada à Rede	
Mera comunicação Prévia	x			x	
Registo prévio + certificado exploração		x			x
Licença de Produção + Exploração			x		

Para se ter acesso a um registo são necessárias as seguintes condições:

- a potência de ligação de uma Unidade de Produção (UP) tem de ser menor que 100% da potência contratada;

- a potência instalada de uma UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação dessa UPAC;
- no caso de uma UPP, a energia consumida nessa instalação tem de ser igual ou superior a 50% da energia produzida.

Se a instalação for ligada à rede o promotor deverá proceder a uma averiguação das condições técnicas de ligação.

### 3.2.2. Direitos e Deveres

Os produtores de energia para autoconsumo têm o direito de:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação de consumo, recorrendo a qualquer tipo de energia, podendo autoconsumir essa mesma energia produzida;
- Caso haja possíveis excedentes, têm o direito de celebrar um contrato com a RESP para vender esses excedentes.

Os pequenos produtores têm o direito de:

- Ligar-se à RESP, podendo vender toda a energia produzida pela celebração de um contrato. No entanto, os pequenos produtores apenas poderão utilizar uma tecnologia de produção.

Os produtores têm o dever de suportar os custos de ligação à RESP, fornecer à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) todas as informações técnicas da instalação, assim como permitir e facilitar o acesso aos seus técnicos e ainda celebrar um seguro de responsabilidade civil.

Os produtores para autoconsumo terão ainda de suportar os custos do contador da energia produzida pela UPAC, e caso esteja ligado à rede e tenha uma potência superior a 1.5kW, o contador da energia injetada na RESP. As UPAC deverão ser dimensionadas de acordo com o consumo dessa mesma instalação e as UPP deverão entregar toda a energia produzida à rede.

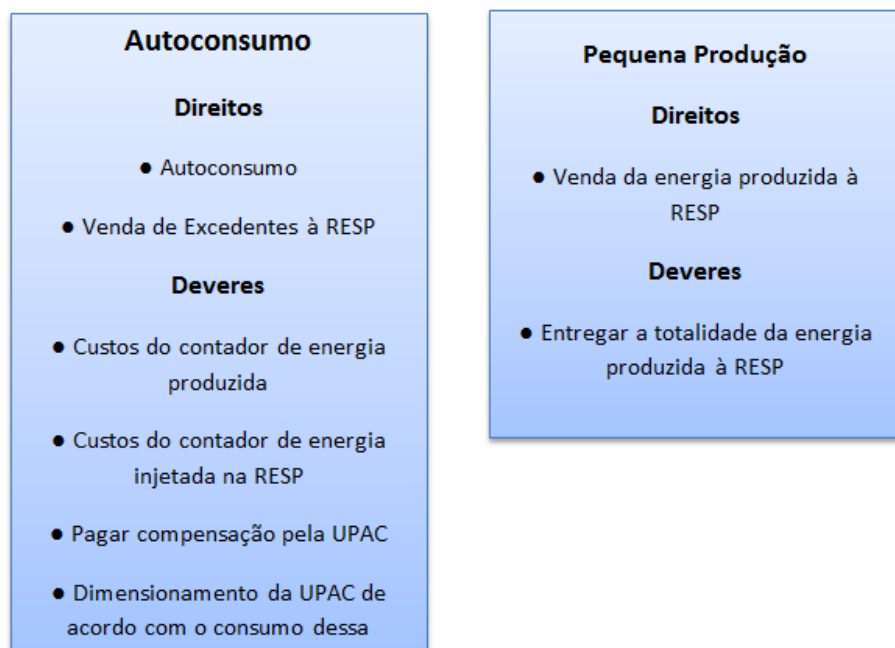


Figura 3.2 - Direitos e Deveres do Autoconsumo e Pequena Produção

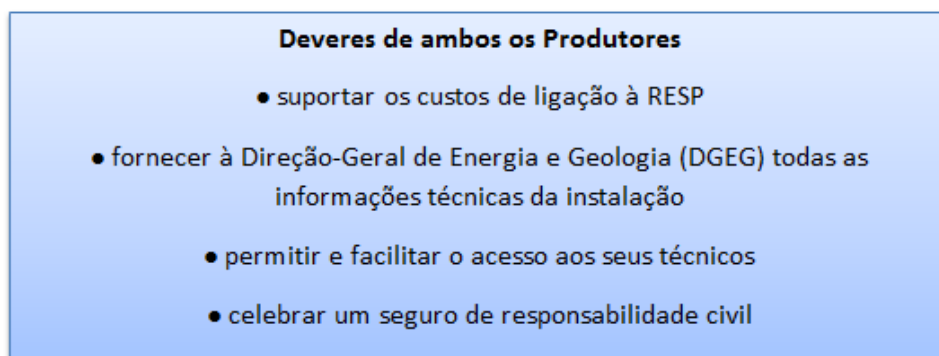


Figura 3.3 - Deveres dos Produtores

### 3.2.3. Atividade de Produção para Autoconsumo

A contagem da energia produzida pela UPAC, com potência acima de 1.5kW e que se encontre ligada à RESP, é obrigatória e feita por telecontagem. O equipamento responsável pela telecontagem deverá ter a capacidade de medir a energia produzida pela UPAC e a energia adquirida ao comercializador. Neste regime não será obrigatório o fornecimento de energia reativa.

Como já foi referido, um produtor em autoconsumo, com potência inferior a 1MW, poderá vender os excedentes à rede pela celebração de um contrato com o CUR, com um prazo máximo de 10 anos, renovável de 5 em 5 anos, enquanto que uma UPAC superior a 1MW terá de o fazer através de contratos bilaterais. A remuneração da eletricidade fornecida à RESP, por mês  $m$ , é feita da seguinte forma:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (3.1.)$$

Onde:

- $E_{fornecida}$  é a energia fornecida, em kWh;
- OMIE - é a média dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário)<sup>1</sup>.

O valor 0.9 corresponde a uma dedução de 10% feita à energia fornecida, para compensação dos custos de injeção.

As UPAC com potência superior a 1.5kW terão de pagar uma compensação mensal fixa, fixada no início da entrada em exploração dessa UPAC, durante os primeiros 10 anos, e é calculada da seguinte forma:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (3.2)$$

Onde:

- $t$  é o ano de emissão do certificado de exploração da UPAC;
- $P_{UPAC}$  é o valor da potência instalada da UPAC;
- $V_{CIEG,t}$  o valor que permite recuperar os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) da respetiva UPAC, em €/kWh, calculado no ano  $t$  (tabela 2);

<sup>1</sup> OMIE = 46.96€/MWh (para Dezembro 2014)

- K é um coeficiente de ponderação que pode assumir os valores de 0%, 30% ou 50%, consoante as percentagens do total acumulado de potência instalada de UPAC ( $TPI_{UPACs}$ ) sobre o total da potência instalada no SEN ( $TPI_{SEN}$ ) (tabela 3).

Tabela 3.2 - Valores de  $V_{Cieg}$  [19]

Nível de Tensão/Tipo de Fornecimento	$V_{CIEG,2015}$ (€/kW)/mês
AT	2.617
MT	3.062
BTE	3.819
BTN > 20.7kVA	3.308
BTN ≤ 20.7KVA	5.78

Tabela 3.3 - Valores Associados de K

$TPI_{UPACs} / TPI_{SEN}$	K
>3%	50%
Entre 1% e 3%	30%
<1%	0%

O valor de  $V_{CIEG,t}$  é calculado pela seguinte expressão para o ano t:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (Cieg_{i(t_n)}^p) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (Cieg_{i,h(t_n)}^e) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12} \quad (3.3)$$

Onde:

- $Cieg_i^p$  - Corresponde ao somatório das parcelas “i” do CIEG, em €/kW;
- $Cieg_{i,h}^e$  - Corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários “h”, de cada uma das parcelas “i” do CIEG, em €/kW;
- h corresponde ao período horário;
- t é o ano de emissão do certificado de exploração da UPAC.

Só quando a representatividade das UPAC seja maior que 1%, é que a compensação terá de começar a ser paga. Esta é faturada pelo CUR ou pelo respetivo comercializador, sendo apurada pelo ORD.

Os produtores que não celebrem um contrato com o CUR para a venda de energia e o façam em mercados organizados ou contratos bilaterais ficam sujeitos às condições impostas pelas respetivas entidades.

### 3.2.4. Atividade de Pequena Produção

A potência de ligação que pode ser atribuída ao Regime de Pequena Produção não pode exceder os 20MW anualmente, sendo que o SERUP encerra o procedimento de registo para as UPP nesse ano.

Os produtores terão de optar por uma das três categorias seguintes:



- Categoria I - produtores que apenas optem pela instalação de uma UPP;
- Categoria II - produtores que optem pela instalação de uma UPP e de uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III - produtores que optem pela instalação de uma UPP e ainda coletores solares térmicos com um mínimo de 2m<sup>2</sup> de área útil ou de uma caldeira a biomassa.

A energia ativa produzida numa UPP é renumerada através de uma tarifa atribuída com base num modelo de licitação, onde os produtores oferecem descontos à tarifa de referência estabelecida mediante portaria pelo Governo, podendo ser mais tarde atualizada. A tarifa atribuída será a que tiver maior valor das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. Esta tarifa é válida por um período de 15 anos, não sendo permitido ao produtor mudar para outro regime remuneratório durante esse período, e não é acumulável com outro tipo de incentivos pela produção de energia em regime especial. A tarifa de remuneração varia com o tipo de fonte de energia utilizada e é determinada por aplicação de percentagens à tarifa de referência. Passado o período definido para essa tarifa a remuneração é realizada pelo regime geral da produção em regime especial.

A tarifa de referência para 2015 é de 95€/MWh, definido na Portaria nº 15/2015, de 23 de Janeiro, e acresce o valor de 10€/MWh e de 5€/MWh se optar pelas categorias II ou III, respetivamente. A energia vendida é limitada a 2.6MWh/ano por Wp, caso seja energia solar ou eólica, e limitada a 5MWh/ano, caso seja energia da biomassa, biogás ou hídrica. As percentagens aplicadas às tarifas de referência, também definidas nesta Portaria, são as seguintes:

- Solar - 100%
- Biomassa - 90%
- Biogás - 90%
- Eólica - 70%
- Hídrica - 60%

A contagem da produção de energia é realizada por telecontagem, através de um contador bidirecional ou um contador que assegure a contagem líquida nos dois sentidos. Se a instalação de consumo dessa UPP for em MT, com contagem de energia em BT, a ligação dessa UPP à rede pode ser feita em BT, a montante do contador de consumo. Deverá ser assim construído um quadro de BT que permita separar a instalação de consumo e a de produção. Os contadores de consumo e produção devem estar juntos.

A entidade encarregue da celebração do contrato de compra e venda de energia da UPP e do seu pagamento é o CUR.

### 3.2.5. Taxas

Os produtores terão de pagar taxas pelo pedido de registo da UP, por alterações a esse registo e ainda pela reinspecção e inspeções periódicas da UP. O Governo terá a função de definir o valor e o modo de pagamento destas taxas e serão cobradas pela DGEG. É de referir que estas taxas podem sofrer alterações anualmente, com base na evolução do índice de preços ao consumidor.

### 3.2.6. Fiscalização

Cabe à DGEG a fiscalização das Unidades de Produção. As UP com potência superior a 1.5kW terão de ser fiscalizadas em períodos de 10 anos, caso a potência seja inferior a 1MW, ou em períodos de 6 anos, caso contrário.

Caso existam determinadas infrações, as coimas podem ir dos 100€ a 3700€ ou dos 250€ a 44800€, caso o produtor seja uma pessoa singular ou coletiva, respetivamente.

### 3.2.7. Disposições Transitórias

Os produtores para autoconsumo que até à data se regiam pelo Regime de Licenças para Instalações Elétricas ou da Portaria nº 237/2013, de 24 de Julho, passam a ser regidos pelo novo Decreto-Lei e terão um prazo de 3 meses para instalar os contadores referidos, celebrar os respetivos contratos, iniciar o pagamento das compensações e ainda terão de contratar um seguro de responsabilidade civil.

## 3.3 - Resumo Geral

### 3.3.1 UPAC

Principais características das UPAC:

- Produção para autoconsumo da instalação;
- Venda de excedentes à RESP;
- Dimensionada de acordo com o consumo da instalação.

Na tabela seguinte estão resumidas outras características associadas às UPAC:

Tabela 3.4 - Características das UPAC

	UPAC Ligadas à RESP				UPAC Isolada
	<200W	200-1500W	1.5kW-1MW	>1MW	
<b>Registo (3.2.1)</b>	-	Comunicação prévia	Controlo Prévio/Cert. Exploração	Licença de Exploração e Produção	Mera Comunicação Prévia
<b>Seg. Resp. Civil (3.2.2)</b>	-	-	x	x	-
<b>Equipamento Contagem (3.2.3)</b>	-	-	Por telecontagem	Por telecontagem	-
<b>Remuneração Excedente (3.2.3)</b>	Apenas se existir registo	Apenas se existir registo	x	Apenas por contratos bilaterais	-
<b>Compensação (3.2.3)</b>	Isento	Isento	x	x	-
<b>Taxas Registo (3.2.5)</b>	-	Isento	x	x	Isento
<b>Fonte (3.2)</b>	Renovável e Não Renovável				
<b>Limite Potência (3.2.1)</b>	Potência de ligação <100% da potência contratada da instalação de consumo				
<b>Requisitos Produção (3.2.1)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo</li> <li>• Venda de excedentes ao CUR</li> </ul>				

Na Figura 3.4 podemos observar um esquema geral previsto para uma unidade de autoconsumo ligada à RESP e sem sistema de armazenamento. Nesse esquema podemos observar a presença de um conjunto de painéis fotovoltaicos, um inversor e um contador bidirecional, como seria esperado.

Na Figura 3.5 é possível observar um diagrama típico de produção e consumo de um consumidor doméstico. Como se pode observar, a energia produzida é instantaneamente autoconsumida e o excedente de produção é injetado na RESP, já que neste caso não há um sistema de armazenamento. A restante carga é coberta com a eletricidade da RESP.

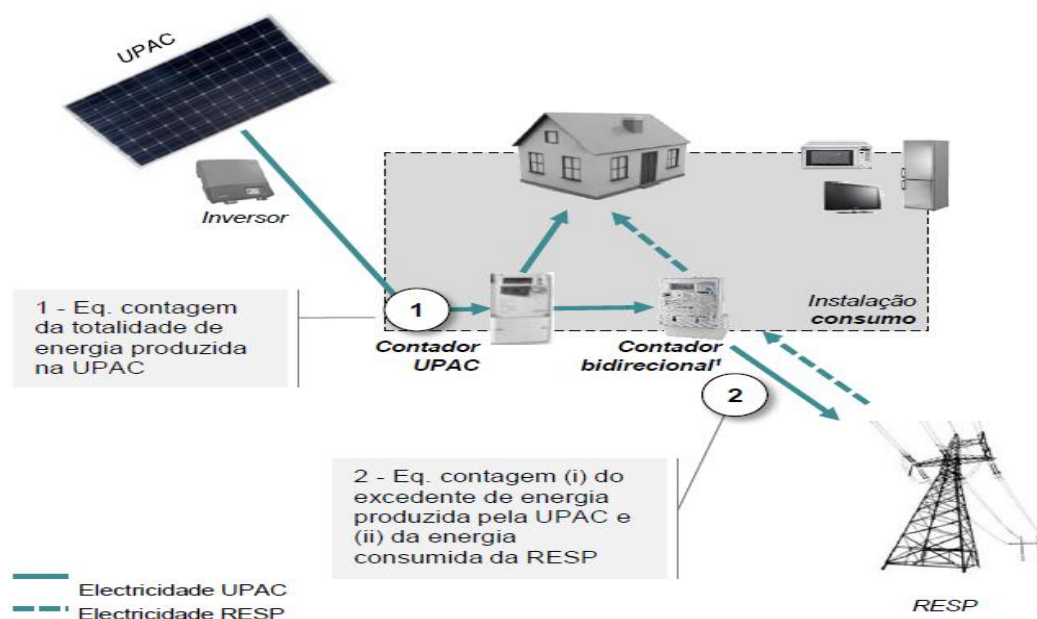


Figura 3.4 - Esquema de uma UPAC sem Armazenamento [9]

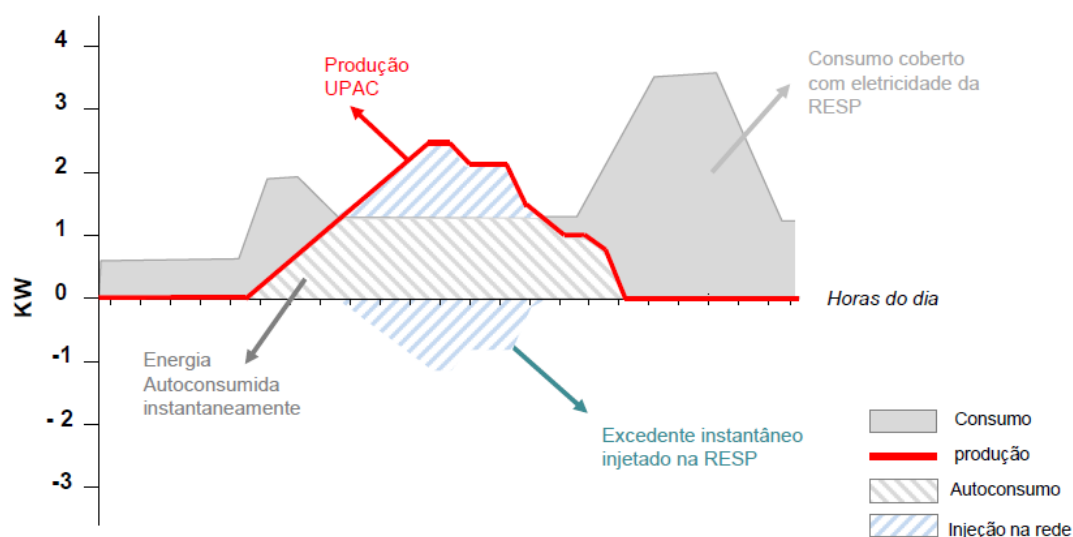


Figura 3.5 - Diagrama típico de produção e consumo de um consumidor doméstico [9]

### 3.3.2 UPP

Principais características das UPP:

- Toda a energia produzida é injetada na RESP;
- Energia consumida através do comercializador.

Na tabela seguinte estão resumidas outras características associadas às UPP:

Tabela 3.5 - Características das UPP

	UPP
Fonte (3.2.3)	Renovável
Limite Potência (3.2.1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potência de ligação &lt;100% da potência contratada na instalação de consumo</li> <li>• Potência de ligação até 250kW</li> </ul>
Requisitos Produção (3.2.1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produção anual &lt;2x consumo da instalação</li> <li>• Venda da totalidade da energia ao CUR</li> </ul>
Registo (3.2.1)	Controlo Prévio/Cert. Exploração
Seg. Resp. Civil (3.2.2)	x
Equipamento Contagem (3.2.4)	Por telecontagem
Remuneração Energia Vendida (3.2.4)	x
Taxas Registo (3.2.5)	x

Na figura seguinte podemos observar um esquema geral previsto para uma UPP ligada à RESP:

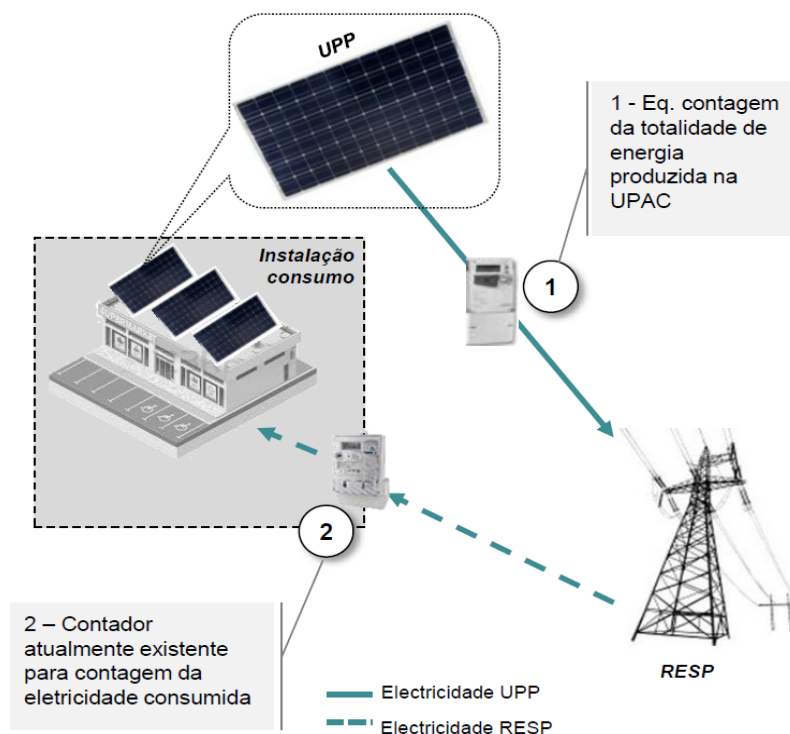


Figura 3.6 - Esquema Geral de uma UPP [9]

# Capítulo 4

## Sistema Regulatório

O sistema regulatório e o método de cálculo das tarifas, que estão definidas no Regulamento Tarifário, deverão promover de forma clara a eficiência na afetação dos recursos e a igualdade e justiça das tarifas, proporcionando às empresas reguladas um equilíbrio económico e financeiro e mantendo a qualidade dos serviços [20].

A ERSE é a entidade encarregada de aprovar e publicar as tarifas e preços para a energia elétrica e terá de o fazer em Dezembro de cada ano, sendo aplicados durante o ano seguinte. No entanto, com a gradual implementação do mercado liberalizado, apenas 1/3 da energia consumida em BT estava regulada pelas tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE em 2014, sendo que os restantes 2/3 estavam sujeitos aos preços definidos em regime de mercado [21]. Também é responsabilidade da ERSE a definição dos parâmetros da remuneração a ser recebida pelos diversos operadores.

Neste capítulo vai ser descrito o sistema regulatório aplicado em Portugal. Em primeiro lugar, vão ser explicados os vários tipos de tarifas que são aplicadas a cada uma das atividades desenvolvidas no SEN. De seguida é descrita a forma como é calculada a remuneração dos Operadores da Rede de Transporte e dos Operadores da Rede de Distribuição. Por último é descrito o impacto que o consumo tem na remuneração do ORD.

### 4.1 - Tarifas por Atividade

O sistema elétrico nacional está organizado por atividades que são fundamentalmente as seguintes:

- Produção - composta pelo Regime Ordinário (PRO), à base de fontes de energia tradicionais, e pelo Regime Especial (PRE), à base da cogeração e de energias renováveis [21].
- Transporte - A concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) é exercida pela Rede Energéticas Nacionais SA (REN). Esta tem como deveres o desenvolvimento, exploração e a manutenção da RNT, assegurando uma boa ligação entre a Produção e a Distribuição [22].

- **Distribuição** - A função das redes de distribuição é garantir um escoamento correto da eletricidade entre a RNT e os consumidores e é operada pela EDP Distribuição, mediante decisão do Governo. É dever da EDP Distribuição manter e modernizar estas redes, de forma a oferecer bons níveis de qualidade aos consumidores e permitir a ligação de novos centros produtores ou outro tipo de projetos de produção de energia que injetem energia na rede e estejam legalizadas pelo Estado [22]. A esta rede estão associadas as redes de Alta Tensão (60kV), Média Tensão (30kV, 15kV e 10kV) e ainda a Baixa Tensão (400/230V), podendo ser associadas ainda outros níveis de tensão, dependendo dos projetos.
- **Comercialização** - A atividade de comercialização passou a ser liberalizada a partir de 4 de Setembro de 2006, o que significa que qualquer consumidor em Portugal passou a ter a liberdade de escolher o seu fornecedor de energia [19]. Qualquer entidade que preencha os requisitos necessários pode exercer esta atividade e terá acesso às redes de transporte e distribuição, de forma a poderem comprar e vender energia, mediante pagamento das respetivas tarifas [23].

As tarifas são determinadas de forma aditiva, para que cada cliente pague pelos recursos realmente utilizados. Assim, a tarifa aplicada a cada cliente é composta pelas tarifas por atividade e são estabelecidas de forma a proporcionar à respetiva atividade um valor de proveitos que são calculados de acordo com o Regulamento Tarifário [21].

As tarifas a aplicar a clientes que escolheram o seu comercializador no mercado livre serão as tarifas de Acesso às Redes e as tarifas cujos preços de fornecimento de Energia e Comercialização negociem com o seu comercializador [21].

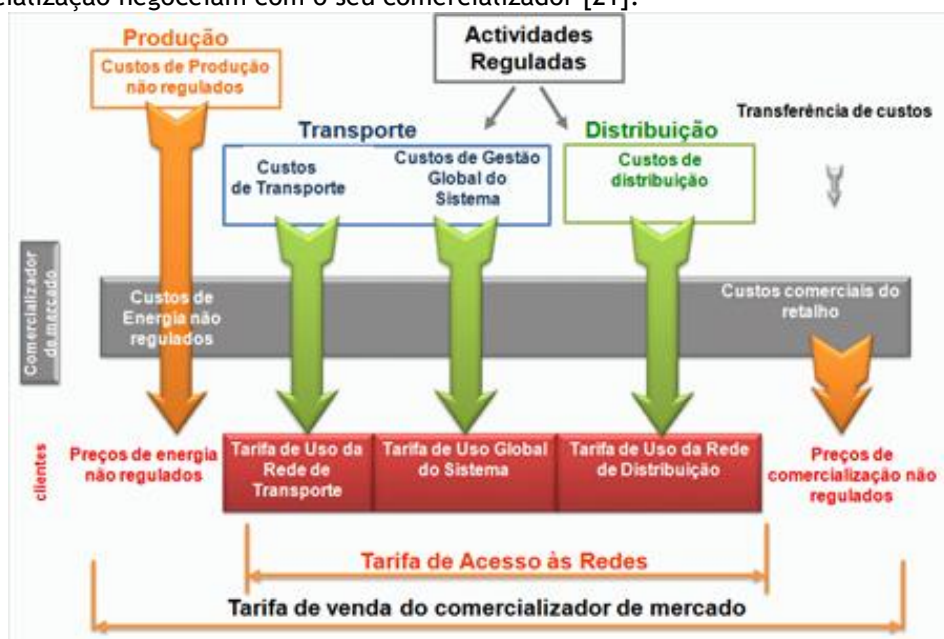


Figura 4.1 - Tarifas de Venda do Comercializador de Mercado [20]

As tarifas de Venda a Clientes Finais que são aplicadas pelo Comercializador de Último Recurso são calculadas pela adição das tarifas de Acesso às Redes e a das tarifas reguladas de Energia e de Comercialização [21].

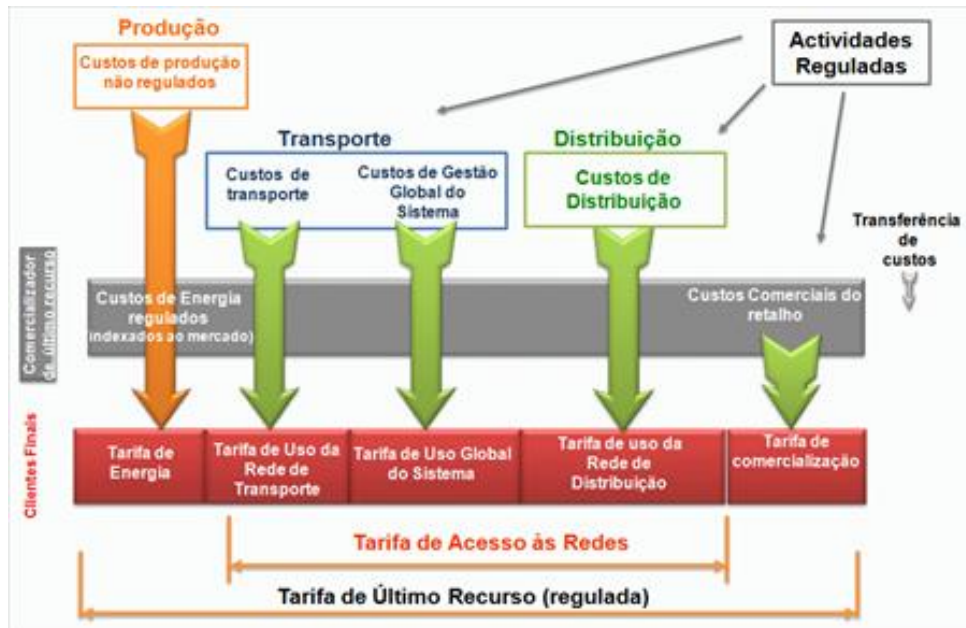


Figura 4.2 - Tarifas de Último Recurso (regulado) [20]

Nos próximos pontos vão ser definidas as tarifas pagas pelas atividades de Transporte, Distribuição e Comercialização.

#### 4.1.1 Tarifas por atividade do ORT

As tarifas que vão ser aplicadas às entregas dos ORT ou da REN ao ORD em MT e AT são as seguintes:

- Uso Global do Sistema;
- Uso da Rede de Transporte.

##### 4.1.1.1 Tarifas do Uso Global do Sistema aplicadas pelo ORT

A tarifa de Uso Global do Sistema é constituída por duas parcelas, calculadas de forma a proporcionar o montante de proveitos que tem de ser recuperado pelo ORT em Portugal Continental [22]:

- a) A parcela I tem como objetivo a recuperação os custos da gestão do sistema;
- b) A parcela II tem como objetivo a recuperação dos custos da aplicação de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG), os custos da manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com Contrato de aquisição de energia (CAE) e ainda os sobrecustos com a convergência das tarifas das regiões autónomas, das centrais da Turbogás e do Pego e custos com a garantia de potência, através da promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção [19].

A parcela I é constituída pelos preços da energia ativa, em €/kWh, e a parcela II é constituída pelos mesmos preços da parcela I e ainda pelo preço da potência contratada, em €/kW, por mês. Ambas apresentam um único preço de energia, que é a mesma para os diferentes períodos horários. A quantidade de energia a aplicar pelo ORT ao ORD são medidas nos pontos de entrega da RNT ao ORD, ou seja, à saída da RNT [19].

#### 4.1.1.2 Tarifas de Uso da Rede de Transporte aplicadas pelo ORT

Estas tarifas são aplicadas pelo ORT aos produtores em regime ordinário e em regime especial e ainda ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas tarifas têm como objetivo proporcionar os proveitos permitidos ao ORT [22].

As tarifas de URT a aplicar aos produtores são compostas apenas por preços de energia ativa, em €/kWh, e são discriminadas por nível de tensão MAT, AT e MT e ainda por período horário.

As tarifas de URT a aplicar ao ORD em MT e AT são compostas por [22]:

- Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês;
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês;
- Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh, discriminados por período tarifário;
- Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh, discriminados em energia reativa capacitiva e indutiva.

Os preços destas tarifas são calculados de forma a que seja possível proporcionar o montante de proveitos que são permitidos ao ORT.

#### 4.1.2 Tarifas por atividade do ORD

As tarifas que vão ser aplicadas às entregas do ORD a clientes do CUR ou do mercado liberalizado são as chamadas tarifas de Acesso, que são constituídas pelas seguintes tarifas:

- Uso Global do Sistema
- Uso da Rede de Transporte
- Uso da Rede de Distribuição

##### 4.1.2.1 Tarifas do Uso Global do Sistema aplicadas pelo ORD

Mais uma vez, a tarifa de UGS é composta pela parcela I e II. No entanto, ao termo II são adicionados os sobrecustos da PRE com preços garantidos, de acertos a recuperar pelo operador da RNT devido à aplicação das tarifas aos clientes e os desvios positivos ou negativos dos custos de aquisição de energia por parte do CUR para que se assegure a sustentabilidade dos mercados regulado e livre, entre outros [19]. A quantidade de energia usada nos cálculos da tarifa UGS é calculada através dos contadores dos clientes do mercado liberalizado e regulado.

Os preços são definidos por nível de tensão e opções tarifárias e calculam-se com a aplicação de fatores de ajustamento de perdas. As expressões usadas são as seguintes [22]:

$$R_{UGS1,t} = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + y_{MAT,AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{UGS1} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{in,t} \times \prod_j (1 + y_j^h) \times TWh_t^{UGS1} \quad (4.1)$$

$$R_{UGS2,t} = RW_{UGS2,t} + RP_{UGS2,t} \quad (4.2)$$



$$RW_{UGS2,t} - DT_{06Pol,t} - DT_{07Pol,t} - CPE_t = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + y_{MAT,AT}^h)^{-1} \times TW h_t^{UGS2} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{in,t} \times \prod_j (1 + y_j^h) \times TW h_t^{UGS2} \quad (4.3)$$

$$RP_{UGS2,t} = \sum_m \sum_i P c_{lm,t} \times TP c_t^{UGS2} \quad (4.4)$$

Onde,

$R_{UGS1,t}$ , são os proveitos a recuperar pelo ORD em Portugal Continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano t;

$R_{UGS2,t}$ , são os proveitos a recuperar pelo ORD em Portugal Continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de UGS, previstos para o ano t;

$RW_{UGS2,t}$ , são os proveitos a recuperar pelo ORD em Portugal Continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de UGS, previstos para o ano t;

$RP_{UGS2,t}$ , são os proveitos a recuperar pelo ORD em Portugal Continental por aplicação do preço de potência contratada da parcela II da tarifa de UGS, previstos para o ano t;

$Wh_{ia,t}$ , é a energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão a e opção tarifária i, prevista para o ano t;

$P c_{a,t}$ , é a potência contratada do nível a, prevista para o ano t;

$TW h_t^{UGS1}$ , é o preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela I da tarifa UGS, no ano t;

$TW h_t^{UGS2}$ , é o preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela II da tarifa UGS, no ano t;

$TP c_{a,t}^{URT}$ , é o preço aplicável à potência contratada no nível de tensão a da tarifa URT, no ano t;

$y_j^h$ , são fatores de ajustamentos para perdas para o nível de tensão j e período horário h;

h, período horário h(horas ponta, cheias, vazio normal e super vazio);

n, nível de tensão (AT, MT, BTE, BTN);

i, opções tarifárias do nível de tensão;

j, nível de tensão (AT, MT e BT);

m, nível de tensão (MAT, AT, MT, BTE, BTN);

$DT_{06Pol,t}$ , é o défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t;

$DT_{07Pol,t}$ , é o défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t;

$CPE_t$ , Custos de política energética recuperados por aplicação de preços de energia da parcela II.

A ERSE será ainda responsável pela determinação de custos associados à recuperação de custos com políticas energéticas, de sustentabilidade e de interesse económico geral, que serão pagas pelas unidades de autoconsumo.

#### 4.1.2.2 Tarifas do Uso da Rede de Transporte aplicadas pelo ORD

Estas tarifas são aplicadas às entregas dos ORD e devem proporcionar os proveitos que têm de ser recuperados relativos ao transporte de energia [22].

Estas tarifas são compostas por [22]:

- Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês;
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês;
- Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh, discriminados por período tarifário;
- Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh, discriminados em energia reativa capacitiva e indutiva.

A energia reativa que está associada a esta tarifa apenas é faturada às entregas dos clientes em MAT. As tarifas de URT em MAT apenas são aplicadas aos clientes em MAT, mais uma vez [22]. As tarifas de URT em AT têm de ser convertidas para os níveis de MT e BT, pela aplicação de fatores de ajustamento de perdas [19].

A expressão utilizada para o cálculo dos preços das tarifas, de forma a proporcionar o valor dos proveitos que o ORD tem de recuperar, é a seguinte [19]:

$$\begin{aligned}
 R_{URT,t}^T = & P_{c_{MAT,t}} \times TP_{c_{MAT,t}}^{URT} + P_{p_{MAT,t}} \times TP_{p_{MAT,t}}^{URT} + \sum_h Wh_{MAT,t} \times \\
 & TW_{h_{MAT,t}}^{URT} + W_{rc_{MAT,t}} \times TW_{rc_{MAT,t}}^{URT} + W_{ri_{MAT,t}} \times TW_{ri_{MAT,t}}^{URT} + \\
 & \sum_n \sum_i P_{p_{in,t}} \times \prod_j (1 + y_j^p) \times [TP_{p_{AT,t}}^{URT} + (1 + \delta_{MAT}) \times TP_{c_{AT,t}}^{URT}] + \\
 & \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{in,t} \times \prod_j (1 + y_j^h) \times TW_{h_{AT,t}}^{URT}
 \end{aligned} \quad (4.5)$$

Onde,

$R_{URT,t}^T$ , são os proveitos a recuperar pelo ORD em Portugal Continental por aplicação das tarifas de URT às entregas a clientes, previstos para o ano t;

$P_{c_{a,t}}$ , é a potência contratada do nível a, prevista para o ano t;

$P_{p_{ia,t}}$ , é a potência contratada do nível a na opção tarifária i, prevista para o ano t;

$Wh_{ia,t}$ , é a energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão a e opção tarifária i, prevista para o ano t;

$W_{rc_{a,t}}$ , é a energia reativa capacitiva entregue no nível de tensão a, prevista para o ano t;

$W_{ri_{a,t}}$ , é a energia reativa indutiva entregue no nível de tensão a, prevista para o ano t;

$TP_{c_{a,t}}^{URT}$ , é o preço aplicável à potência contratada no nível de tensão a da tarifa URT, no ano t;

$TP_{p_{a,t}}^{URT}$ , é o preço aplicável à potência nas horas de ponta no nível de tensão a da tarifa URT, no ano t;

$TW_{rc_{a,t}}^{URT}$ , é o preço aplicável à energia reativa capacitiva no nível de tensão a da tarifa URT, no ano t;

$TW_{ri_{a,t}}^{URT}$ , é o preço aplicável à energia reativa indutiva no nível de tensão a da tarifa URT, no ano t;

$TW_{h_{a,t}}^{URT}$ , é o preço aplicável à energia ativa do período horário h no nível de tensão a da tarifa URT, no ano t;

$y_j^h$ , são fatores de ajustamentos para perdas para o nível de tensão j e período horário h;

$\delta_{MAT}$ , é o fator que relaciona a potência média em horas de ponta entregue a clientes no nível de tensão de jusante com a potência contratada desse nível de tensão,

h, período horário h(horas ponta, cheias, vazio normal e super vazio);

n, nível de tensão (AT, MT e BT);  
i, opções tarifárias do nível de tensão;  
j, nível de tensão (AT, MT e BT).

#### 4.1.2.3 Tarifas do Uso da Rede de Distribuição aplicadas pelo ORD

As tarifas de URD que são aplicadas às entregas do ORD, deverão proporcionar os proveitos permitidos para a atividade de Distribuição de Energia, estabelecidos no Regulamento Tarifário.

As tarifas de URD são divididas por nível de tensão:

- a) URD em AT;
- b) URD em MT;
- c) URD em BT.

Os preços de cada nível de tensão são referidos à saída da rede de distribuição de cada nível de tensão e são convertidos para os níveis mais baixos de tensão, tendo em atenção fatores de ajustamento de perdas. Assim, as tarifas de URT são aplicadas às entregas do nível de tensão em que se efetua a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

Estas tarifas são compostas pelos seguintes preços [22]:

- a) Preços de potência contratada, definidos em €/kW, por mês;
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em €/kW, por mês;
- c) Preços da energia ativa, definidos em €/kWh;
- d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh, discriminados em energia reativa capacitiva e indutiva.

A expressão utilizada para o cálculo dos preços das tarifas, de forma a proporcionar o valor dos proveitos que o ORD tem de recuperar, é a seguinte [22]:

$$R_{URD,t} = R_{URD,AT,t} + R_{URD,MT,t} + R_{URD,BT,t} \quad (4.6)$$

$$\begin{aligned} R_{URD,AT,t}^T = & \sum_i (Pc_{iAT,t} \times TPc_{AT,t}^{URD} + Pp_{iAT,t} \times Tpp_{AT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{AT,t} \times \\ & TWh_{AT,t}^{URD} + Wrc_{iAT,t} \times TWrc_{AT,t}^{URD} + Wri_{iAT,t} \times TWri_{AT,t}^{URD}) + \sum_n \sum_i Pp_{in,t} \times \\ & \prod_j (1 + y_j^p) \times [Tpp_{AT,t}^{URD}] + \sum_n \sum_i Pp_{in,t} \times \prod_j (1 + y_j^p) \times (1 + \delta_{AT}) \times \\ & TPc_{AT,t}^{URD} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{in,t} \times \prod_j (1 + y_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} R_{URD,MT,t}^T = & \sum_i (Pc_{iMT,t} \times TPc_{MT,t}^{URD} + Pp_{iMT,t} \times Tpp_{MT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{MT,t} \times \\ & TWh_{MT,t}^{URD} + Wrc_{iMT,t} \times TWrc_{MT,t}^{URD} + Wri_{iMT,t} \times TWri_{MT,t}^{URD}) + \sum_i Pp_{iBT,t} \times \\ & (1 + y_{BT}^p) \times Tpp_{MT,t}^{URD} + \sum_i Pp_{iBT,t} \times (1 + y_{BT}^p) \times (1 + \delta_{MT}) \times TPc_{MT,t}^{URD} + \\ & \sum_i \sum_h Wh_{iBT,t} \times (1 + y_{BT}^h) \times TWh_{MT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$R_{URD,BT,t}^T = \sum_i (Pc_{iBT,t} \times TPc_{BT,t}^{URD} + Pp_{iBT,t} \times Tpp_{BT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{BT,t} \times \quad (4.9)$$

$$TWh_{BT,t}^{URD} + Wrc_{iBT,t} \times TWrc_{BT,t}^{URD} + Wri_{iBT,t} \times TWri_{BT,t}^{URD})$$

Onde,

$R_{URD,t}$ , são os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t;

$R_{URD,AT,t}$ , são os proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de URD em AT, previstos para o ano t;

$R_{URD MT,t}^T$ , são os proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de URD em MT, previstos para o ano t;

$R_{URD BT,t}^T$ , são os proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de URD em BT, previstos para o ano t;

$Pc_{a,t}$ , é a potência contratada do nível a, prevista para o ano t;

$Pp_{ia,t}$ , é a potência contratada do nível a na opção tarifária i, prevista para o ano t;

$Wh_{ia,t}$ , é a energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão a e opção tarifária i, prevista para o ano t;

$Wrc_{a,t}$ , é a energia reativa capacitiva entregue no nível de tensão a, prevista para o ano t;

$Wri_{a,t}$ , é a energia reativa indutiva entregue no nível de tensão a, prevista para o ano t;

$TPC_{a,t}^{URD}$ , é o preço aplicável à potência contratada no nível de tensão a da tarifa URD, no ano t;

$TPp_{a,t}^{URD}$ , é o preço aplicável à potência nas horas de ponta no nível de tensão a da tarifa URD, no ano t;

$TWrc_{a,t}^{URD}$ , é o preço aplicável à energia reativa capacitiva no nível de tensão a da tarifa URD, no ano t;

$TWri_{a,t}^{URD}$ , é o preço aplicável à energia reativa indutiva no nível de tensão a da tarifa URD, no ano t;

$TWh_{a,t}^{URD}$ , é o preço aplicável à energia ativa do período horário h no nível de tensão a da tarifa URD, no ano t;

$y_j^h$ , são fatores de ajustamentos para perdas para o nível de tensão j e período horário h;

$\delta_{AT}, \delta_{MT}$ , são fatores que relacionam a potência média em horas de ponta entregue a clientes no nível de tensão (AT e MT) de jusante com a potência contratada desse nível de tensão;

h, período horário h(horas ponta, cheias, vazio normal e super vazio);

n, nível de tensão (AT, MT e BT);

i, opções tarifárias do nível de tensão;

j, nível de tensão (AT, MT e BT).

#### 4.1.3 Tarifas por atividade de Comercialização

As tarifas que vão ser aplicadas pelo CUR aos fornecimentos a clientes finais são as seguintes:

- Tarifa de Energia
- Tarifa de Comercialização

#### 4.1.3.1 Tarifa de Energia

As tarifas de Energia são aplicadas aos fornecimentos dos CUR, com o objetivo de recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia do CUR [22] e devem refletir a estrutura dos preços praticados no mercado grossista [19].

Esta tarifa é composta pelos preços da energia ativa, em €/kWh e são referidos à saída da RNT. Estes preços vão ser convertidos para os diferentes níveis de tensão e tarifários optados pelos clientes dos CUR, através de fatores de ajustamento para perdas [22].

#### 4.1.3.2 Tarifa de Comercialização

As tarifas de Comercialização são aplicadas aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN e são constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária [19] e devem proporcionar o montante de proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização [22].

Estas tarifas são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, em €/mês;
- b) Preços de energia ativa, em €/kWh.

### 4.2 - Remuneração do Operador da Rede de Transporte

Vão ser agora indicados os parâmetros definidos pela ERSE para calcular o valor da remuneração a ser recebida pelo ORT pelas suas atividades. As atividades reguladas da REN são a Gestão Global do Sistema e o Transporte de Energia Elétrica.

#### 4.2.1 Atividade de Gestão Global do Sistema

A atividade de Gestão Global do Sistema é regulada pela remuneração dos ativos em exploração e ainda por custos aceites anualmente [24].

O custo desta atividade está relacionado com os custos de Gestão do Sistema (como taxas de remuneração do ativo e custos com interruptibilidade) e com custos decorrentes da Política Energética, Ambiental ou de Interesse Económico Geral (sobrecustos da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, parcela associada aos terrenos hídricos, entre outros). Para além destes custos ainda são aceites os custos com a garantia de potência.

#### 4.2.2 Atividade de Transporte de Energia Elétrica

Para o novo período de regulação, 2015-2017, e tendo em conta os mecanismos adotados em períodos de regulação anteriores, a ERSE decidiu estender o modelo de regulação de incentivos com incidência quer no CAPEX quer no OPEX. No entanto, algumas adaptações foram necessárias para transmitir melhores sinais económicos ao operador [23].

Assim os parâmetros definidos são os seguintes:

- OPEX - que é a base de custos de exploração para o ano 2015, fator de eficiência para o período de regulação 2015-2017 e os custos unitários incrementais;
- CAPEX - incentivo à extensão da vida útil, valorização de investimentos da RNT a custos de referência, custo de capital para os ativos valorizados com base em custos reais;
- Outros - incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

Para além destes parâmetros ainda são considerados os custos de natureza ambiental e compensações entre operadores das redes de transporte.

#### **OPEX**

O OPEX real das empresas está dependente de fatores exógenos como o ciclo económico, a liberalização dos mercados, o preço das matérias-primas, entre outros, e de fatores relacionados com a atividade operacional da empresa. Na escolha dos parâmetros de eficiência da empresa, a escolha da base de custos é um ponto fundamental. Assim as variáveis definidas do OPEX são os seguintes [23]:

- a) Base de Custos - média do OPEX real da REN entre 2012 e 2013
- b) Eficiência - 1.5% ao ano
- c) Custos unitários incrementais:
  - Componente Fixa;
  - Extensão da rede (km de linhas de rede);
  - Nº de painéis em subestações.

#### **CAPEX**

O mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência foi desenvolvido através de um estudo realizado em 2009, onde se classifica e se valoriza as tipologias de investimento na RNT, e tem por base dados históricos de investimentos do ORT. Para além disso, nesse estudo ainda se definiu a metodologia de atualização dos custos de referência, através de índices económicos e de matérias-primas [23].

O incentivo à extensão da vida útil é aplicável a linhas e transformadores, de forma a prolongar a vida operacional dos equipamentos. Em relação às linhas, o valor aceite para o incentivo é o valor histórico do imobilizado, enquanto que para os transformadores é o custo de referência a preços de 2009 [23].

#### **Incentivo à Disponibilidade da Rede de Transporte**

Este incentivo tem como objetivo a promoção da fiabilidade da RNT, incidindo sobre as linhas aéreas e os cabos subterrâneos e ainda os transformadores de entrega à rede de distribuição e os autotransformadores.

### **4.3 - Remuneração do Operador da Rede de Distribuição**

Para o novo período de regulação, 2015-2017, foram revistas as metodologias de regulação utilizadas, assim como a definição de novos parâmetros de regulação. As atividades reguladas da EDP Distribuição são a Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte e a Distribuição de Energia Elétrica [24].

#### **4.3.1 Atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte**

Esta atividade passa pela aquisição dos serviços do uso global do sistema e ainda do uso da rede de transporte ao ORT. Para além da aquisição destes serviços, esta atividade recupera os seguintes custos [24]:

- Diferencial de custos com a aquisição da energia elétrica a PRE;

- Amortização e juros de custos diferidos de anos prévios;
- Custos ou proveitos consequentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária;
- Custos com os CMEC
- Tarifa Social

#### 4.3.2 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica

Neste novo período de regulação utiliza-se uma metodologia do tipo price cap aplicada ao OPEX, enquanto que no CAPEX continua a existir uma metodologia de custos aceites. Determina-se assim os seguintes parâmetros [23]:

- OPEX - que é a base de custos de exploração para o ano 2015, fator de eficiência para o período de regulação 2015-2017 e os indutores de custos;
- CAPEX - Taxa de remuneração dos ativos;
- Outros - Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligentes.

Para além destes parâmetros ainda são considerados os montantes associados a planos de reestruturação de efetivos e de custos com rendas de concessão.

##### OPEX

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica é uma atividade onde o OPEX controlável assume um peso importante na estrutura de proveitos da empresa, representando mais de 30% do total. As variáveis definidas para este período de regulação do OPEX são as seguintes [23]:

- a) Base de Custos - Custos reais 2013
- b) Eficiência - 2.5% ao ano
- c) Indutores de custo:
  - Componente fixa (20%);
  - Energia distribuída (40%);
  - Km de rede, para AT/MT (40%) ou Número de Clientes, para BT (40%).

##### CAPEX

A ERSE aplicará um mecanismo de monitorização da rendibilidade dos ativos, que se baseia em custos aceites. No entanto, haverá uma limitação ao investimento excessivo através de um mecanismo que consiste em limitar a empresa aos investimentos que se propõe a efetuar no início do período regulatório [23].

##### Incentivo ao Investimento em Redes Inteligentes

Com este incentivo, pretende-se que o ORD seja estimulado a investir em “redes inteligentes” que proporcionam benefícios como a redução de perdas ou a melhoria de qualidade de serviço, para além de ser expectável a redução de custos do OPEX da empresa [23].

#### 4.4 - A Influência do Consumo na Remuneração da Atividade de Distribuição e de Transporte

A atividade de Distribuição é remunerada através da regulação imposta pela ERSE (definida no capítulo 4.3). Esta remuneração é obtida através das tarifas de Acesso aplicadas aos CUR ou aos clientes de regime de mercado liberalizado (definidas no capítulo 4.1). Assim, a remuneração da atividade de Distribuição vai ter uma grande influência nos preços das tarifas de Acesso.

O valor da soma das tarifas de Acesso pagas por todos os clientes será igual ao valor da remuneração a receber pelo ORD. Estas tarifas são constituídas basicamente pelos preços da potência contratada, que constituem um termo fixo, e pela energia ativa e reativa consumida e ainda pela potência nas horas de ponta, que constituem um termo variável.

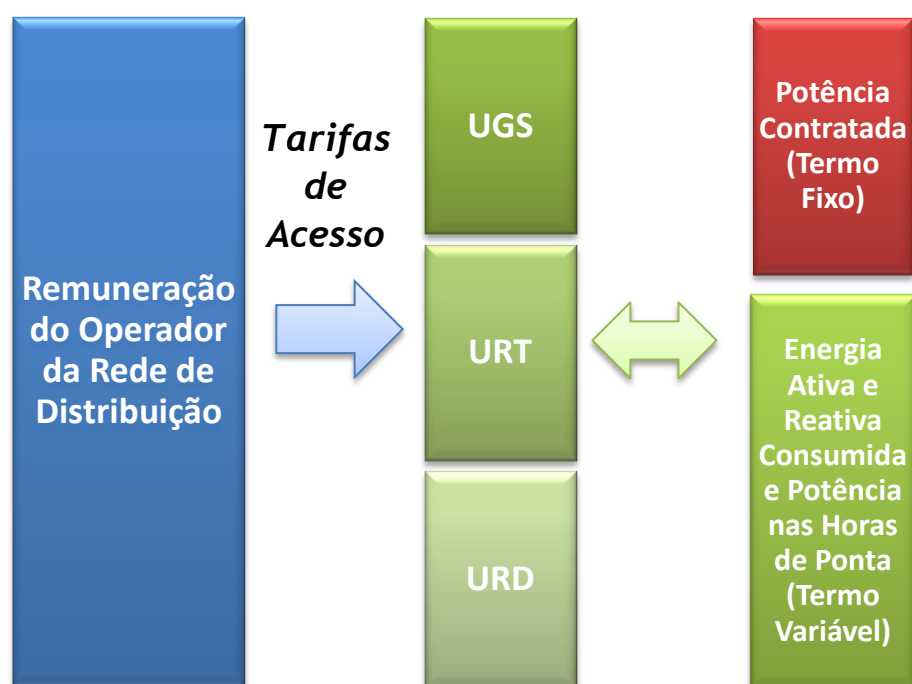


Figura 4.3 - Remuneração do ORD através das tarifas de Acesso

Os utilizadores de sistemas de autoconsumo vão trazer problemas a este sistema tarifário. Uma vez que estes utilizadores vão produzir uma parte do seu consumo de energia, estes não vão estar a “contribuir” para uma parte das tarifas de termo variável, já que a energia ativa consumida da rede e a potência nas horas de ponta vão diminuir. No entanto, caso estejam ligados à rede, continuarão a contribuir para o termo fixo, já que estabelecem na mesma um contrato com a potência contratada.

Com esta nova situação, e assumindo-se que a remuneração do ORD será a mesma, as tarifas terão de aumentar. Caso apenas se aumente o valor da energia ativa consumida ou da potência nas horas de ponta, que são os parâmetros que poderão diminuir com o autoconsumo, o que vai acontecer é que o peso que os consumidores sem autoconsumo terão na parte da remuneração correspondente ao termo variável irá aumentar. Assim, este aumento do preço da energia ativa consumida e da potência nas horas de ponta poderá criar um aumento excessivo dos pagamentos dos consumidores sem autoconsumo.



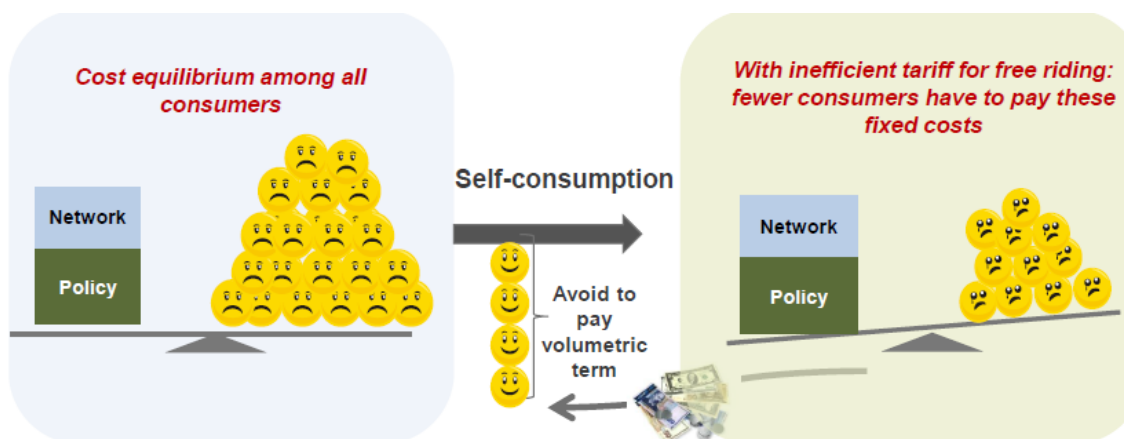


Figura 4.4 - Desequilíbrio provocado pelos autoconsumidores [25]

Uma forma de mitigar esse problema será pelo aumento das tarifas dos vários parâmetros, incluindo a potência contratada. De facto, quanto mais peso tiver a potência contratada na remuneração do ORD, menor vão ser os efeitos produzidos pelo autoconsumo nos pagamentos dos consumidores sem estes sistemas, já que é um parâmetro que se prevê não sofrer grandes alterações e que está relacionado com qualquer tipo de consumidor.

Este problema também afeta de igual forma a remuneração do ORT, já que este valor também provém de uma parte das tarifas de Acesso (UGS+URT).



## Capítulo 5

### Características da Rede e Metodologia

Neste capítulo é descrita a rede de teste usada para estudo, sendo indicadas as características dos vários tipos de consumidores, dos sistemas de produção e dos sistemas de armazenamento. Vão ser também apresentados os perfis de carga e produção.

De seguida, é feita a descrição dos vários casos de estudo, sendo também descrita a metodologia usada para a análise e comparação dos resultados do Trânsito de Potências obtidos para cada caso e da metodologia utilizada para a análise dos impactos que os sistemas de autoconsumo têm no sistema regulatório.

Os programas utilizados são o *Microsoft Excel 2010*, para análise de resultados, e o *Matpower*, que é uma ferramenta do *MATLAB*, para o estudo do Trânsito de Potências.

#### 5.1 - Rede e Consumidores

A rede de estudo é de Baixa Tensão e está ligada à rede de Distribuição. Esta rede foi modelada de forma a possuir uma grande diversidade de consumidores e de unidades de produção para autoconsumo. A rede é a apresentada na figura 1 e possui 33 barramentos, sendo que 16 desses barramentos são de produtores para autoconsumo. Os dados referentes às linhas encontram-se em Anexo.

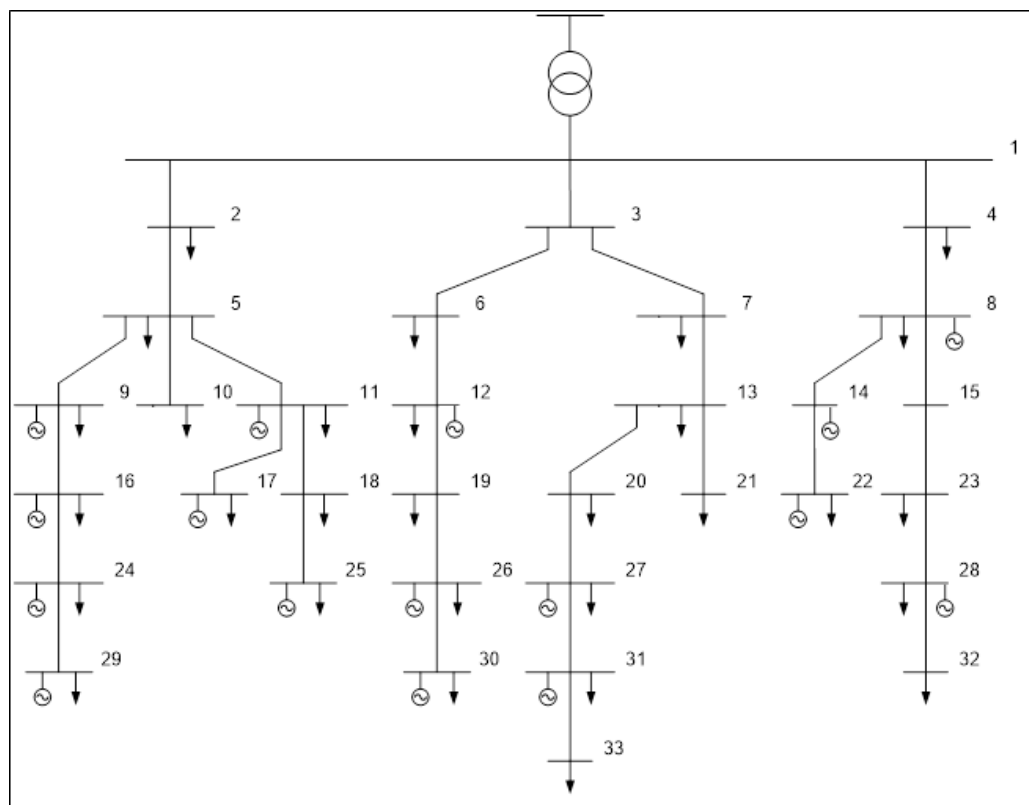


Figura 5.1 - Rede de teste utilizada

A potência contratada ( $P_c$ ) e o consumo anual de cada barramento estão apresentados na seguinte tabela:

Tabela 5.1 - Potências Contratadas e Consumos Anuais dos Barramentos (a verde Barramentos com Autoconsumo)

Bus N°	$P_c$ (kVA)	Consumo Anual (kWh)	Bus N°	$P_c$ (kVA)	Consumo Anual (kWh)	Bus N°	$P_c$ (kVA)	Consumo Anual (kWh)
1	0	0	12	6.9	7500	23	3.45	2500
2	6.9	6000	13	3.45	2500	24	58.65	60000
3	3.45	2500	14	10.35	6000	25	3.45	2500
4	3.45	2500	15	1.15	1500	26	41.4	34000
5	3.45	2500	16	6.9	6000	27	13.8	10000
6	1.15	1500	17	3.45	2500	28	3.45	2500
7	10.35	6000	18	6.9	6000	29	3.45	2500
8	10.35	7500	19	6.9	7500	30	6.9	6000
9	3.45	2500	20	6.9	6000	31	3.45	2500
10	20.7	15000	21	3.45	2500	32	6.9	7500
11	10.35	6000	22	3.45	2500	33	3.45	2500

Os consumidores foram escolhidos a partir dos dados do estudo da caracterização da procura para 2015 publicado pela ERSE [26]. Assim, para que a rede de estudo represente o mais possível uma rede típica portuguesa, a percentagem de consumidores de BT de cada

nível de tensão desta rede, é próxima da percentagem de consumidores desse nível de tensão no caso real.

Tabela 5.2 - Consumidores BT esperados em Portugal para 2015 e na Rede de Estudo

Nível Tensão	Consumidores Portugal 2015		Consumidores Rede Estudo	
	Nº Clientes	Percentagem (%)	Nº Clientes	Percentagem (%)
BT	6322015	100	32	100
BTE	35539	0.562	1	3.125
BTN > 20.7 kVA	73849	1.168	1	3.125
BTN <=20.7 kVA	5794441	91.655	28	87.5
BTN <= 2.3 kVA	418187	6.615	2	6.25

A definição da potência contratada dos consumidores em BTN também foi baseada nesse estudo. Para os clientes de baixa tensão com  $P_c > 20.7 \text{ kVA}$  a distribuição em Portugal é a seguinte:

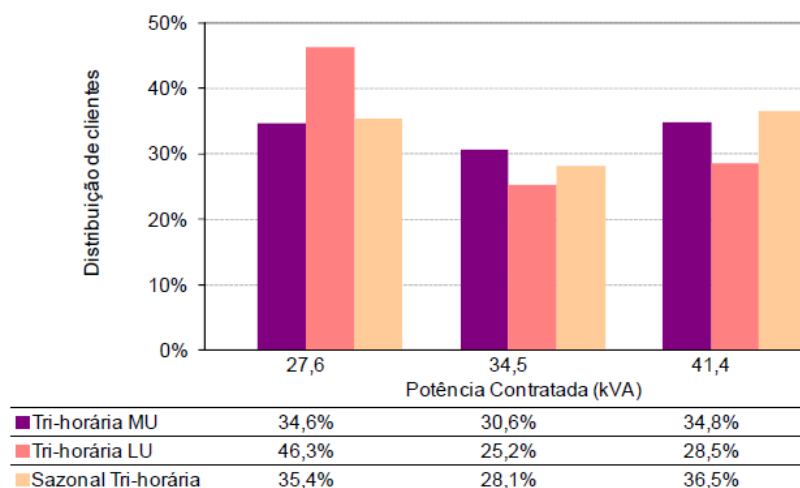


Figura 5.2 - Distribuição das Potências Contratadas maiores que 20.7 kVA, em Portugal [26]

Havendo apenas um consumidor neste nível de tensão, a potência contratada escolhida foi de 41.4kVA. Para consumidores com  $P_c \leq 20.7 \text{ kVA}$  e tarifa simples, que foi a tarifa optada no estudo, a distribuição é a seguinte:

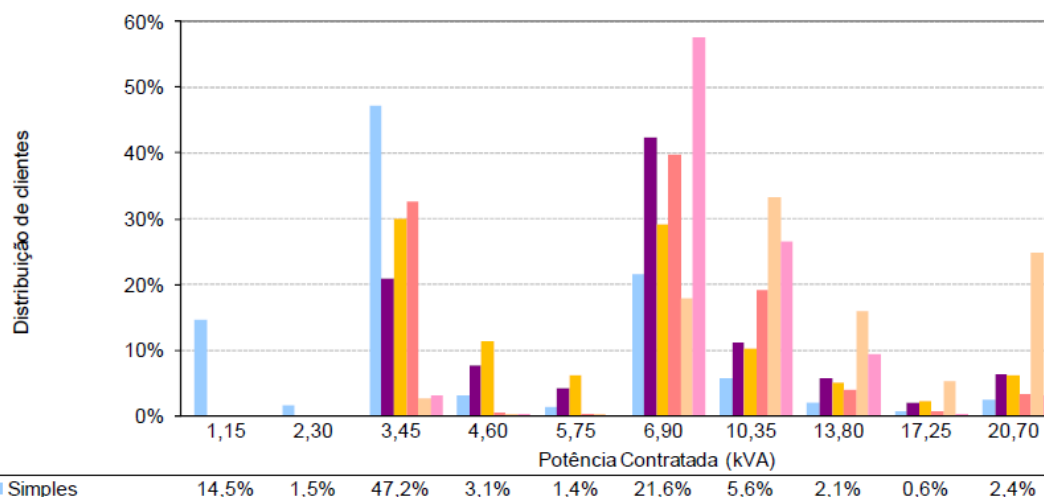


Figura 5.3 - Distribuição das Potências Contratadas menores ou iguais que 20.7 kVA, em Portugal [26]

Assim, as potências contratadas escolhidas foram 1.15, 3.45, 6.9, 10.35 e 13.8 kVA.

De forma a ainda dar uma maior variedade aos consumos da rede optou-se por impor as 3 classes de consumidores de BTN (Classe A, B e C). A classificação dos consumidores por classe é feita através da potência contratada e pela energia consumida anualmente e está definida na seguinte tabela:

Tabela 5.3 - Classes de Consumidores BTN

	Potência Contratada (kVA)	Energia Consumida (kWh)
<b>Classe A</b>	>13.8	qualquer
<b>Classe B</b>	<=13.8	>7140
<b>Classe C</b>	<=13.8	<=7140

Na Tabela 3.1 é feito um resumo dos dados dos consumidores da rede. Nesta tabela, como se pode observar, estão também apresentados os dados dos produtores para autoconsumo. Toda a produção para autoconsumo é feita a partir de tecnologias de energia solar, ou seja, através de painéis fotovoltaicos. Para a definição da capacidade de produção de cada produtor teve-se em conta as restrições presentes na nova legislação de Autoconsumo:

- Potência de ligação <100% da potência contratada da instalação de consumo;
- Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo.

Assim, de forma a que a produção anual máxima fosse inferior às necessidades de consumo e estivesse próxima do consumo anual, foi-se considerando a instalação de painéis de 200W até que a produção anual estivesse próxima do consumo anual. O cálculo da produção anual dos painéis fotovoltaicos é feito da seguinte forma:

$$Produção_{anual} = n^{\circ} \text{ horas solares} \times P_{inst} \quad (5.1)$$

Onde,

$N^{\circ}$  horas solares, é o número de horas de produção fotovoltaica num ano (1700h);

$P_{inst}$ , é a potência fotovoltaica instalada [kWp].

Tabela 5.4 - Características dos vários tipos de consumidores da rede

Tipo	Pc (kVA)	Consumo Anual (kWh)	Classe	Nº Consumidores	Potência Pico de Produção (kWp)	Nº Produtores
<b>BTE</b>	58.65	60000	-	1	35	1
<b>BTN &gt;20.7kVA</b>	41.4	34000	A	1	19	1
<b>BTN &lt;=20.7 kVA e &gt;2.3kVA</b>	20.7	15000	A	1	0	0
	13.8	10000	B	1	5.6	1
	10.35	7500	B	1	4.2	1
	6.9	7500	B	3	4.2	1
	10.35	6000	C	3	3.4	2
	6.9	6000	C	5	3.4	2
	3.45	2500	C	14	1.2	7
<b>BTN &lt;= 2.3kVA</b>	1.15	1500	C	2	0	0

Na tabela seguinte estão indicadas os valores do consumo anual e da produção anual, consoante o tipo de consumidor-produtor:

Tabela 5.5 - Consumos e Produções Anuais dos vários tipos de Consumidores

Tipo	Pc (kVA)	Consumo Anual (kWh)	Produção Anual (kWh)
<b>BTE</b>	<b>58.65</b>	60000	59500
<b>BTN &gt;20.7kVA</b>	<b>41.4</b>	34000	32300
<b>BTN &lt;=20.7 kVA e &gt;2.3kVA</b>	<b>20.7</b>	15000	0
	<b>13.8</b>	10000	9520
	<b>10.35</b>	7500	7140
	<b>6.9</b>	7500	7140
	<b>10.35</b>	6000	5780
	<b>6.9</b>	6000	5780
	<b>3.45</b>	2500	2040
<b>BTN &lt;= 2.3kVA</b>	<b>1.15</b>	1500	0

## 5.2 - Perfis de Carga

Os perfis de carga foram criados através dos dados dos consumidores da rede e dos perfis de consumo em BTE e BTN, a aplicar em 2015, publicados pela ERSE. De forma a representar diferentes épocas do ano, foram escolhidos dois dias para efetuar as simulações: 15 de Janeiro de 2015, quinta-feira (Inverno) e 15 de Julho de 2015, quarta-feira (Verão). Nenhum destes dias é feriado.

De seguida são apresentados os perfis obtidos para o Inverno e Verão para o consumidor em BTE e para 3 consumidores em BTN, um para cada classe:

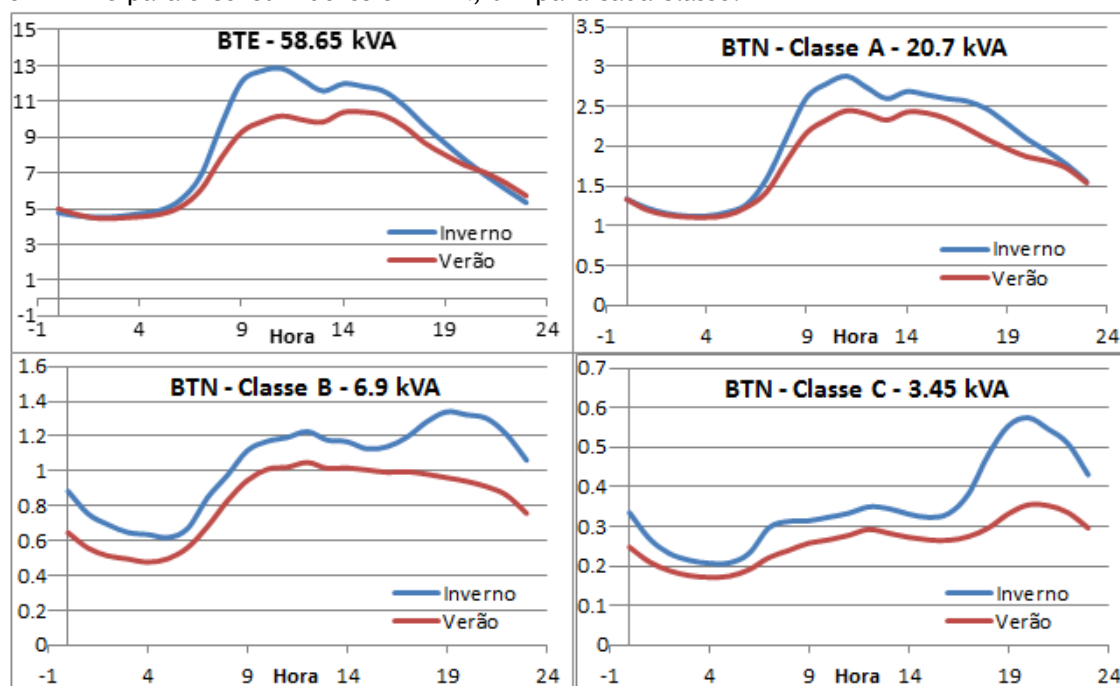


Figura 5.4 - Perfis de Carga para diferentes Consumidores (em kW)

Como já foi referido, foram escolhidas diferentes classes de consumidores de forma a impor uma maior variedade no consumo da rede e como é possível observar nas figuras anteriores, os perfis de consumo são diferentes para as diferentes classes. Os valores dos consumos ao longo do dia estão apresentados em Anexo.

## 5.3 - Perfis de Produção

Os perfis de produção foram criados a partir dos perfis de microprodução e miniprodução de tecnologia solar fotovoltaica para 2015, publicados pela ERSE. Os dias escolhidos para representar diferentes épocas do ano foram os mesmos que os escolhidos para os perfis de consumo.

No gráfico seguinte é apresentado o perfil de produção, para o Inverno e o Verão, em percentagem da sua capacidade máxima de produção instalada. Este perfil é aplicado a todos os produtores.



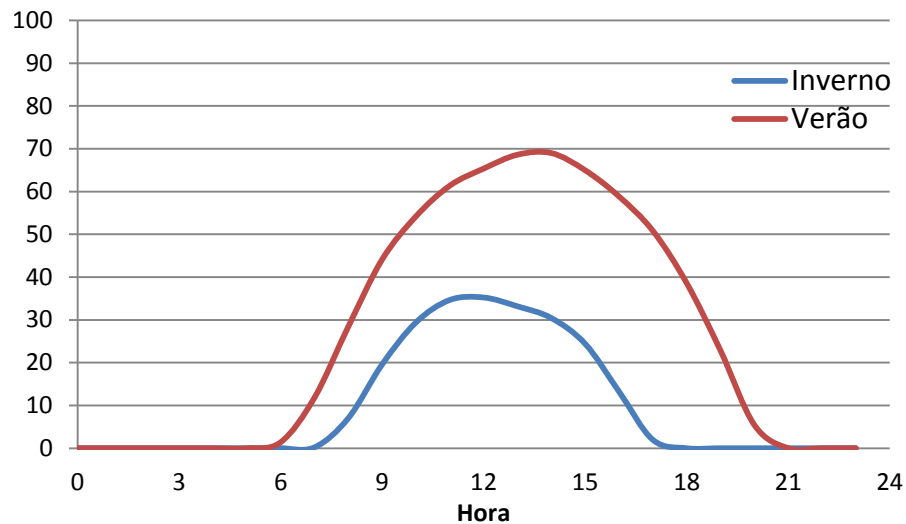


Figura 5.5 - Perfil de Produção (em percentagem)

## 5.4 - Sistemas de Armazenamento Instalados

Alguns casos de estudo vão ser analisados considerando a instalação de sistemas de armazenamento. A tecnologia escolhida para estes sistemas foi a das baterias de íões de lítio, uma vez que apresentam um bom estado de maturidade, reduzido impacto ambiental e ainda ocupam pouco espaço. As principais características destas baterias são apresentadas na seguinte tabela:

Tabela 5.6 - Características das Baterias de Íões de Lítio

<b>Capacidade de armazenamento (E<sub>max</sub>)</b>	1-10kWh
<b>Capacidade de Carga/Descarga</b>	E <sub>max</sub> /3h
<b>Eficiência</b>	90%
<b>Auto-descarga</b>	0.1%/dia

O número de baterias e a respetiva capacidade de armazenamento de cada produtor foram definidos com o objetivo de os excedentes de produção cobrirem uma parte da energia consumida da rede (entre 75% a 90%), já que o investimento em sistemas de armazenamento ainda se encontra elevado. Na tabela seguinte são apresentados os sistemas de armazenamento instalados por cada tipo de consumidor:

Tabela 5.7 - Capacidade dos Sistemas de Armazenamento instalados

Tipo	Pc (kVA)	Consumo Anual (kWh)	Nº Baterias	Capacidade de Armaz. de cada Bateria (kWh)	Capacidade Armaz. Total (kWh)
BTE	58.65	60000	4	10	40
BTN >20.7kVA	41.4	34000	3	10	30
BTN <=20.7 kVA e >2.3kVA	20.7	15000	0	-	-
	13.8	10000	1	9	9
	10.35	7500	1	7	7
	6.9	7500	1	7	7
	10.35	6000	1	6	6
	6.9	6000	1	6	6
	3.45	2500	1	2	2
BTN <= 2.3kVA	1.15	1500	0	-	-

## 5.5 - Tarifários

Um dos objetivos desta dissertação é o estudo dos efeitos que o autoconsumo provoca na remuneração do operador de distribuição. A remuneração do operador de distribuição, como já foi descrito anteriormente, é feita através das tarifas de Acesso da Rede e sendo assim, apenas estas tarifas foram consideradas para calcular os pagamentos a efetuar pelos consumidores.

Para os consumidores BTN (<=20.7 kVA) apenas se considerou a tarifas simples:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,25	0,0411
	2,3	2,50	0,0823
	3,45	3,75	0,1234
	4,6	5,00	0,1645
	5,75	6,26	0,2057
	6,9	7,51	0,2468
	10,35	11,26	0,3702
	13,8	15,01	0,4936
	17,25	18,77	0,6170
	20,7	22,52	0,7404
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0921	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1233	
	Horas de vazio	0,0382	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2384	
	Hora cheia	0,0936	
	Hora vazio	0,0382	

Figura 5.6 - Tarifa Simples para consumidores BTN (&lt;=20.7 kVA) [19]

Para os consumidores BTN (>20.7 kVA) a tarifa é tri-horária:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
	27,6	30,03	0,9872
	34,5	37,54	1,2341
	41,4	45,04	1,4809
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2084	
	Horas cheias	0,0685	
	Horas de vazio	0,0171	

Figura 5.7 - Tarifa Tri-horária para Consumidores BTN (&gt;20.7 kVA) [19]

Finalmente, para os consumidores BTE a tarifa é a seguinte:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)
	Horas de ponta	17,289	0,5684
	Contratada	1,088	0,0358
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0619	
	Horas cheias	0,0534	
	Horas de vazio	0,0000	
	Horas de vazio normal	0,0279	
	Horas de super vazio	0,0253	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0313	
	Recebida	0,0239	

Figura 5.8 - Tarifa para consumidores BTE [19]

Como se pode observar, para os consumidores BTN apenas a Potência Contratada e a Energia Ativa consumida são cobradas, enquanto para os consumidores BTE também a Potência nas Horas de Ponta e a Energia Reativa são cobradas.

Também vai ser necessário calcular a remuneração do ORT. Este valor provém da soma das tarifas de UGS e de URT. Assim, a soma dos preços das Potências Contratadas, da Energia Ativa Consumida e da Potência nas Horas de Ponta destas tarifas encontram-se apresentadas na tabela seguinte:

Tabela 5.8 - Preços das Tarifas de UGS+URT

	Potência Contratada (€/kW.mes)	Potência Contratada (€/kW.mes)	Energia Ativa (€/kWh)			
			Horas Ponta	Horas Cheias	Horas Vazio Normal	Horas Super Vazio
BTE	0.71	3.474	0.0528	0.0461	0.0229	0.0224
BTN (>20.7kVA)	0.71	-	0.1111	0.0331	0.0127	
BTN (<=20.7kVA)	0.71	-	0.0624			

Como já foi referido, foram considerados dois períodos no ano: Inverno e Verão. Sendo assim, os períodos horários também têm de ser considerados para estes dois períodos do ano. Os períodos horários escolhidos foram os ciclos diários e são os seguintes:

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 5.9 - Ciclo Diário para BTE e BTN em Portugal Continental

## 5.6 - Casos de Estudo

De forma a se poder fazer um estudo das capacidades dos sistemas de autoconsumo e as suas implicações para a rede em diferentes condições foram estudados vários casos. Em alguns casos admite-se sistemas de armazenamento, uma vez que se perspetiva que no futuro este tipo de sistemas vá ser instalado juntamente com os sistemas de autoconsumo. Assim, foram estudados os seguintes casos, para o Inverno e para o Verão:

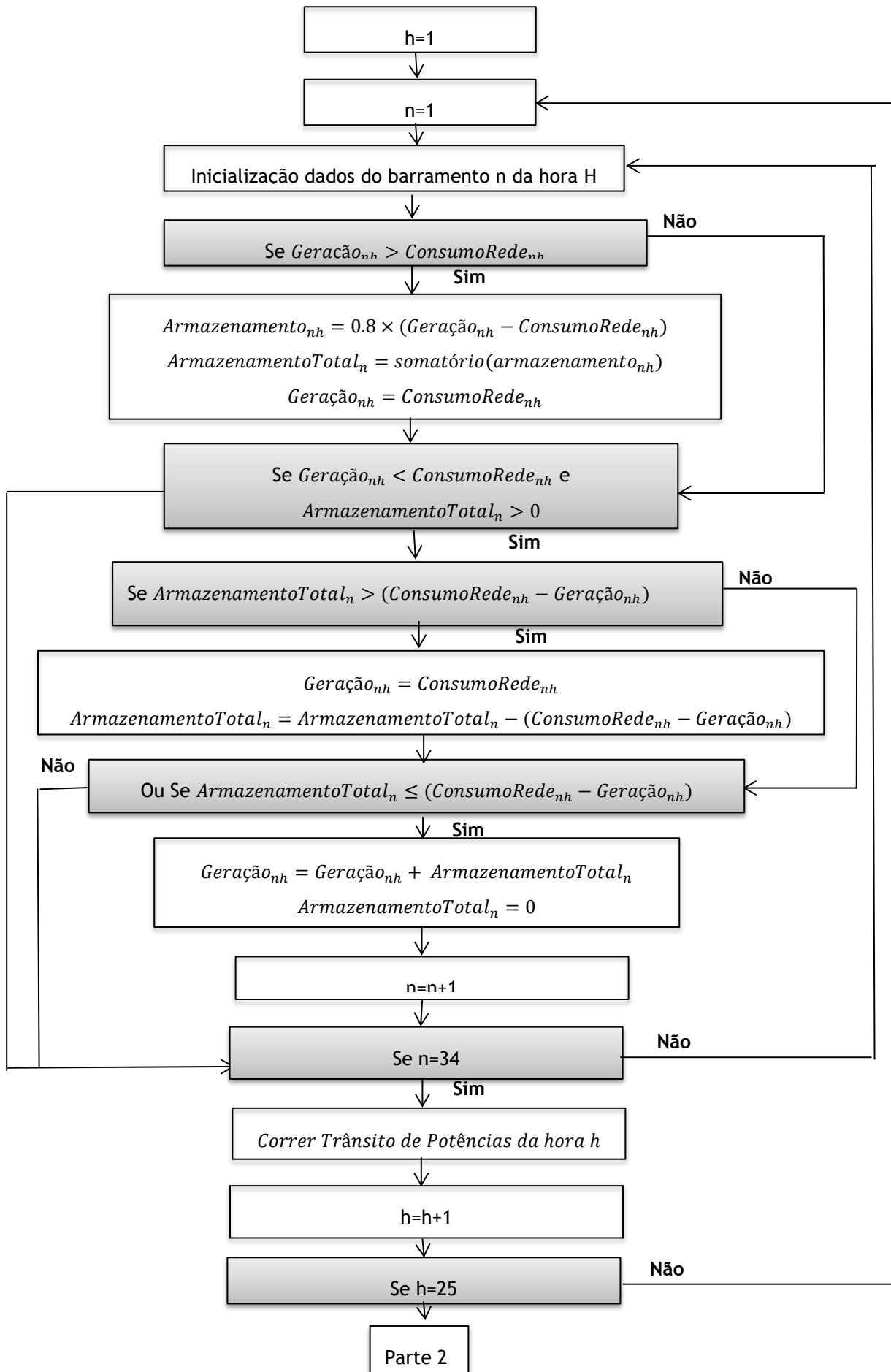
- Caso 0 (caso Base) - Não existe autoconsumo em nenhum barramento, ou seja, toda a energia consumida vem da rede de distribuição de MT;
- Caso 1 - Existe autoconsumo, em 16 barramentos da rede. A energia que não é produzida pelo autoconsumo é produzida pela rede de distribuição de MT. Todo o excedente de produção é injetado na rede.
- Caso 2 - Situação idêntica ao caso 1 mas com sistemas de armazenamento integrados em todos os barramentos de autoconsumo. Considera-se que todo o excedente de produção é armazenado até a capacidade limite dos sistemas de armazenamento ser atingida, sendo o restante excedente injetado instantaneamente na rede. A energia armazenada é consumida nas horas em que o consumo é maior que a produção.
- Caso 2a - Situação idêntica ao caso 2, mas considera-se que 10% do excedente de produção é injetado na rede e o restante armazenado, nas mesmas condições que o caso 2.
- Caso 3 - Situação idêntica ao caso 1, mas agora considera-se que o barramento 15 tem uma Unidade de Pequena Produção com as seguintes características:

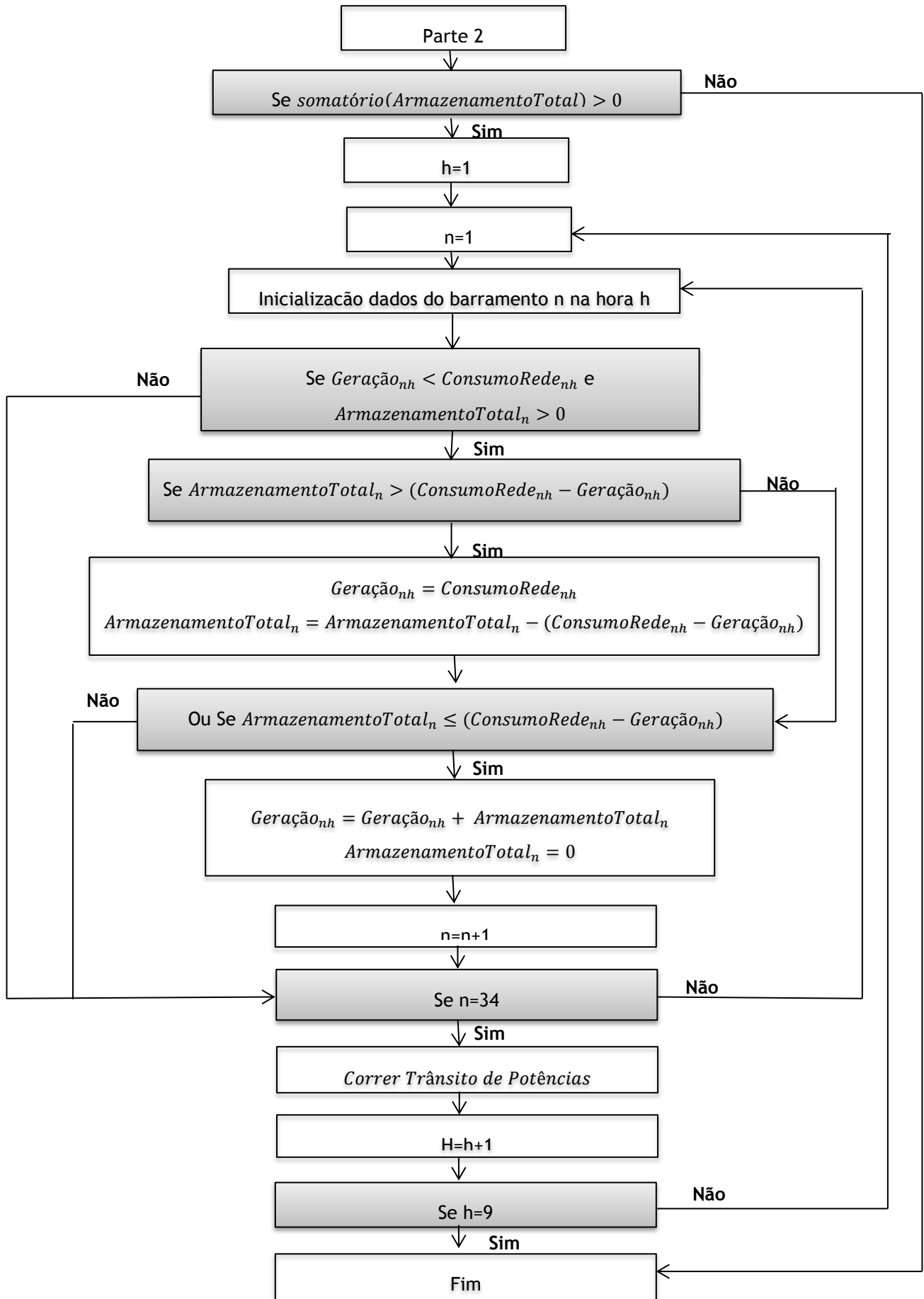
Tabela 5.9 - Características da UPP

Tipo	Pc (kVA)	Consumo Anual (kWh)	Potência Pico (kWp)	Produção Anual (kWh)
UPP (BTE)	58.65	60000	60	102000

## 5.7 - Algoritmo de Armazenamento

O objetivo dos sistemas de armazenamento é armazenar os excedentes de produção para depois usar essa energia durante as restantes horas, ou seja, quando o consumo é maior que a produção. Como foi referido anteriormente, quando a capacidade dos sistemas de armazenamento é atingida, o restante excedente de produção passa a ser diretamente injetado na rede. Para conseguir esse objetivo foi implementado o seguinte algoritmo no Matlab, tendo em conta as restantes características destes sistemas:





A primeira parte do algoritmo tem como objetivo calcular o excedente de produção que é armazenado e o que é injetado da rede. De seguida, distribui a energia armazenada pelas restantes horas do dia. Isto é feito para cada barramento, ao longo das 24 horas, respeitando as características dos sistemas de armazenamento.

A segunda parte tem como objetivo distribuir a restante energia armazenada que sobrou do dia anterior, pelas primeiras horas do dia, até aos sistemas de produção voltarem a produzir energia. Este algoritmo foi desenvolvido assumindo-se que a produção e o consumo são iguais em todos os dias ao longo do respetivo período do ano (Inverno ou Verão).

## 5.8 - Metodologia aplicada no Tratamento de Dados

Depois de corrido o trânsito de potências (TP) para cada hora, os resultados obtidos por hora e barramento são agregados para o tratamento de dados. Os resultados mais importantes obtidos pelo estudo de TP são os seguintes:

- tensões (módulo e argumento);
- potência ativa e reativa geradas pela rede de distribuição de MT(barramento 1);
- perdas;
- fluxos de potência.

Com estes dados ainda é possível calcular a energia consumida e injetada na rede de BT:

$$ConsumoRede_{nh} = Consumo_{nh} - Geração_{nh}, \text{ se } Consumo_{nh} - Geração_{nh} \geq 0 \quad (5.2)$$

$$InjeçãoRede_{nh} = Geração_{nh} - Consumo_{nh}, \text{ se } Consumo_{nh} - Geração_{nh} < 0 \quad (5.3)$$

Onde,

$ConsumoRede_{nh}$ , é a energia consumida da rede pelo barramento n na hora h [kW];

$InjeçãoRede_{nh}$ , é a energia injetada na rede pelo barramento n na hora h [kW];

$Consumo_{nh}$ , é a energia consumida pelo barramento n na hora h [kW];

$Geração_{nh}$ , é a energia produzida pelo barramento n na hora h [kW].

Assim, os seguintes resultados vão ser usados para se fazer a comparação dos diferentes casos:

Tabela 5.10 - Alguns resultados dos Casos de Estudo a serem analisados

Perdas	Geração PV	Autoconsumo	Potência Injetada na Rede BT	Potência Injetada na Rede MT	Consumo da Rede
P [kW]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	P [kW]

Estes resultados representam os totais de todos os barramentos nas 24h.

No caso das tensões e das correntes, que são os resultados mais importantes para o estudo, uma vez que é com estes resultados que se pode validar o correto funcionamento da rede, os seus valores são estudados ao longo das 24h por cada barramento. Também vão ser estudados os fluxos de potências nas linhas da rede.

Os pagamentos mensais de cada consumidor, calculados para cada época do ano (Inverno e Verão), são calculados da seguinte forma:



$$Pagamento_n = Pc_n \times TPc_n + \sum_p Wc_{np} \times TWc_{pn} \times 30 \quad (5.4)$$

Onde,

$n$ , é o número do barramento (2 a 33);

$p$ , é o período horário (horas ponta, cheias, vazio normal, super vazio);

$Pagamento_n$ , é o total a pagar pelo consumidor do barramento  $n$ ;

$Pc_n$ , é a Potência Contratada do barramento  $n$ ;

$Wc_p$ , é a Energia Consumida da rede em 24h do barramento  $n$  no período  $p$ .

$TPc_n$ , é o preço da Potência Contratada, no tarifário do barramento  $n$ ;

$TWc_{pn}$ , é o preço da Energia Consumida, no tarifário do barramento  $n$ .

No caso do consumidor em BTE, onde se tem de considerar a Potência nas Horas de Ponta, o pagamento é calculado da seguinte forma:

$$Pagamento_n = Pc_n \times TPc_n + \sum_p Wc_{np} \times TWc_{pn} \times 30 + \frac{Wp_n}{n^o \text{ horas ponta}} \times TPs_n \quad (5.5)$$

Onde,

$Wp_n$ , é a Energia Consumida nas Horas de Ponta do barramento  $n$ ;

$TPs_n$ , é a o preço da Potência nas Horas de Ponta do barramento  $n$ .

O número de horas de ponta no Inverno é 5 e no Verão é 3.

## 5.9 - Metodologia aplicada na Análise das Remunerações do ORD e do ORT

A segunda parte desta dissertação centra-se no sistema regulatório e nos possíveis impactos que o Autoconsumo pode ter na remuneração do Operador da Rede de Distribuição e no Operador da Rede de Transporte. A remuneração que o ORD tem a receber provem das tarifas de Acesso a serem pagas pelos consumidores, como foi explicado no Capítulo 4.

Depois de calculado o valor que cada consumidor tem de pagar mensalmente, através das tarifas de Acesso, em cada época do ano, é feito o cálculo do pagamento anual de cada consumidor:

$$Pagamento_{anual,n} = Pagamento_{n,Inverno} \times 6 + Pagamento_{n,Verão} \times 6 \quad (5.6)$$

Assim, a remuneração que o ORD tem a receber anualmente é o somatório pagamentos anuais de todos os consumidores da rede e obtém-se pela seguinte fórmula:

$$Rem_{ORD} = \sum_n Pagamento_{anual,n} \quad (5.7)$$

Em primeiro lugar, vai ser calculado o valor da remuneração ( $Rem_{ORD}$ ) para o caso Base e este vai ser o valor de referência, ou seja, o valor da remuneração que o ORD tem de receber

pelas suas atividades no caso sem Autoconsumo. De seguida, vai ser calculado o valor da remuneração a ser recebido pelo ORD para o caso em que existe Autoconsumo, o caso 1.

Uma vez que se sabe que o Autoconsumo faz com que a Energia Consumida da Rede e a Potência nas Horas de Ponta diminuam, o valor da remuneração também vai diminuir em relação ao Caso Base. Assim, vai ser necessário fazer alterações aos parâmetros das tarifas, de forma a que a remuneração do ORD seja a pretendida, e assim vão ser obtidos novos valores para as tarifas. Esta alteração de parâmetros passa pelo aumento das várias componentes das tarifas (preços das Potências Contratadas, Potências nas horas e Consumo de Energia Ativa Consumida) e vão ser estudados vários casos onde o aumento das componentes é feito de diferentes maneiras, de forma a que a remuneração a ser recebida pelo ORD no caso 1 seja a pretendida:

- Caso 1 - Apenas são alterados os preços das tarifas das componentes que sofrem modificações (Potência nas Horas de Ponta e Energia Ativa Consumida);
- Caso 2 - São alterados os preços de todas as componentes (Potências Contratadas, Potências nas Horas de Ponta e Consumo de Energia Ativa Consumida), tendo os preços das componentes que sofrem alterações um peso de 50% (Potência nas Horas de Ponta e Energia Ativa Consumida);
- Caso 3 - São alterados os preços de todas as componentes (Potências Contratadas, Potências nas Horas de Ponta e Consumo de Energia Ativa Consumida), tendo os preços das componentes que sofrem alterações um peso de 25% (Potência nas Horas de Ponta e Energia Ativa Consumida);
- Caso 4 - Apenas são alterados os preços das tarifas das componentes que não sofrem modificações (Potências Contratadas);

Para cada caso vão ser analisados os pagamentos a efetuar pelos consumidores sem autoconsumo, comparando-se esses pagamentos com os pagamentos efetuados no caso Base. O objetivo é avaliar o peso que cada consumidor sem autoconsumo tem nos diferentes casos na remuneração do ORD.

Em relação à remuneração pretendida para o ORD, vão ser considerados dois exercícios:

- Exercício 1 - considera-se que a remuneração do ORD é a mesma que o Caso Base, ou seja, não sofre alterações com o Autoconsumo;
- Exercício 2 - considera-se que a remuneração do ORD é afetada pelo Autoconsumo, nomeadamente pela energia distribuída, tendo de ser calculado um novo valor. A energia distribuída é um indutor desta remuneração e tem um peso de cerca de 5% no seu cálculo.

Assim, vão ser estudados os quatro casos de mudança de tarifas para os dois exercícios.

Como foi referido, também vai ser estudado o impacto que o Autoconsumo vai ter no ORD. A lógica de raciocínio é exatamente a mesma que a utilizada para estudar o impacto que o Autoconsumo tem no ORD, alterando-se apenas os valores das tarifas. Na remuneração do ORD, foram considerados os preços das tarifas de Acesso como um só preço. No entanto, as tarifas de Acesso são constituídas pelas tarifas de UGS, URT e URD, sendo que as duas primeiras proporcionam os proveitos permitidos de Compra e Venda de Energia ao ORD, que é a remuneração a ser recebida pelo ORD. Assim, para calcular a remuneração do ORD apenas foram aplicadas a soma das tarifas de UGS e URT. Neste caso, apenas vai ser feito o exercício 1.

Na realização dos exercícios 1 e 2 assumiu-se que o valor do coeficiente de ponderação (k), da equação 3.2 (Capítulo 3.2.3), é 0, logo as UPAC não terão de pagar qualquer compensação mensal. No entanto, vão ser calculados os valores das compensações que teriam de ser pagos pelas UPAC com outros valores para o coeficiente de ponderação, para a remuneração do ORD, embora não seja realizada nenhuma alteração de tarifas. O objetivo é apenas analisar o impacto que as compensações têm nos pagamentos dos consumidores com Autoconsumo e eventualmente na remuneração do ORD.



## Capítulo 6

### Resultados dos Casos de Estudo

Neste capítulo são descritos e analisados os resultados obtidos para cada caso de estudo, sendo feitas as devidas comparações entre estes. A análise dos resultados está relacionada com os impactos que os sistemas de autoconsumo, respeitando as condições da nova legislação, provocam na rede de estudo, afetando a operação do Operador da Rede de Distribuição. Na apresentação dos resultados foi selecionado o barramento 30 para estudo.

Por último, são analisados os resultados obtidos para a remuneração dos ORD no caso sem autoconsumo e com autoconsumo. Como se sabe que o Autoconsumo afeta a remuneração do ORD, é necessário alterar os preços das tarifas de Acesso, sendo estudados diferentes casos para corrigir este problema.

#### 6.1 - Resultados do Caso Base

Os primeiros resultados a serem analisados vão ser as tensões. As tensões terão de estar entre 1.1 p.u. e 0.9 p.u.. Os perfis de tensão obtidos para o caso Base foram os seguintes:

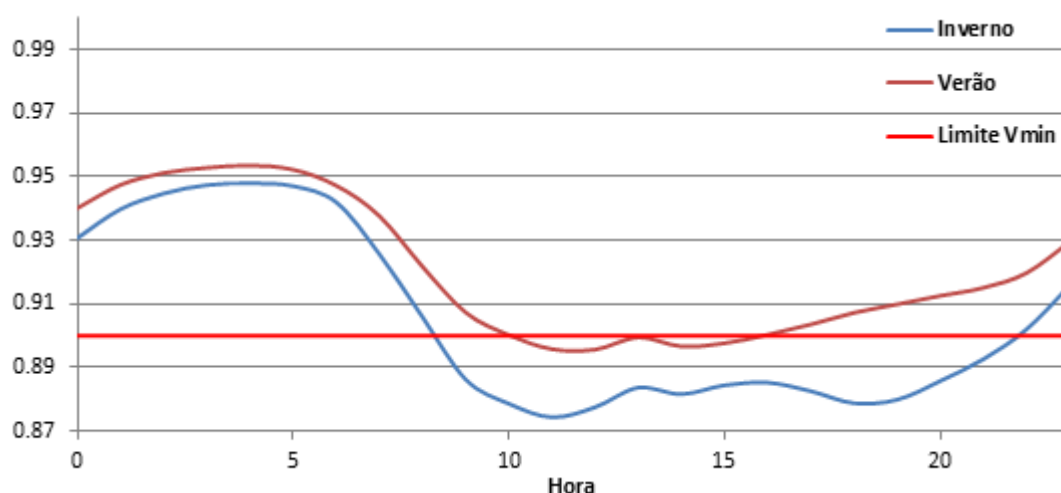


Figura 6.1 - Tensões do Caso Base no barramento 30 (em p.u.)

Como se pode observar, esta rede tem problemas de tensão. Isto deve-se ao facto de esta rede ter um consumo elevado. Tanto no Inverno como no Verão existem problemas de tensão, sendo que as maiores quedas ocorrem durante as horas de maior consumo da rede.

Vão ser agora apresentadas as perdas obtidas:

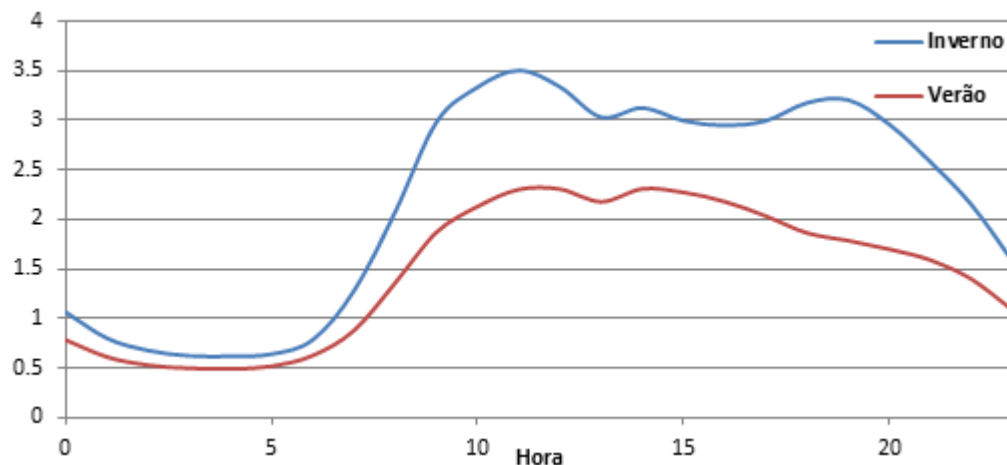


Figura 6.2 - Perdas Totais da Rede para o Caso Base (em kW)

Em relação às perdas, os piores resultados são nas horas de maior consumo, mais uma vez. Este resultado era o esperado já que, com mais energia a circular pelas linhas, as perdas também vão ser maiores. As perdas são menores no Verão, uma vez que o consumo é menor.

No quadro seguinte são apresentadas os fluxos de potência que passam por algumas linhas:

Tabela 6.1 - Fluxos de Potência para o Caso Base

				(kW)			
	From Bus	To Bus	Branch No	Hora 2	Hora 8	Hora 14	Hora 20
Inverno	1	2	1	9.342	17.426	21.101	19.424
	1	3	2	8.215	12.928	15.577	17.919
	1	4	3	3.076	4.280	4.835	7.016
	26	30	29	0.557	0.752	0.796	1.383
Verão	1	2	1	8.585	13.824	17.958	15.253
	1	3	2	6.934	10.556	13.413	12.686
	1	4	3	2.384	3.428	4.073	4.509
	26	30	29	0.452	0.576	0.655	0.852

Pela tabela anterior constatamos que em todas as horas o fluxo de potência corre na direção da rede de distribuição MT para a rede de distribuição BT, ou seja, apenas está a ser injetada energia na rede BT.

No quadro seguinte são apresentados outros resultados da rede:

Tabela 6.2 - Resultados obtidos para o Caso Base

	(kW)						
	Carga	Perdas Totais	Geração PV	Autoconsumo	Pinj Rede BT	Pinj Rede MT	
Inverno	782.326	52.470	0	0	0	0	782.326
Verão	642.148	35.288	0	0	0	0	642.148

Mais uma vez, podemos observar que as perdas são maiores no Inverno. Neste caso, uma vez que não existe produção fotovoltaica, não vai haver autoconsumo nem injeção na rede.

## 6.2 - Resultados do Caso 1

Neste caso admite-se produção para autoconsumo, sendo a restante energia consumida da rede. O perfil de tensão obtido para o barramento 30 é apresentado de seguida:

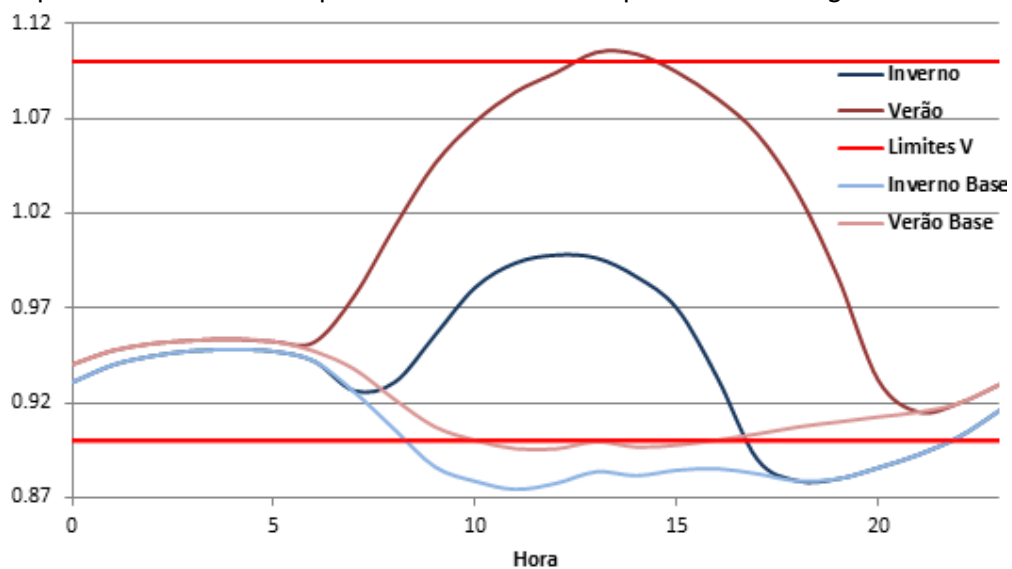


Figura 6.3 - Tensões do Caso 1 no barramento 30 (em p.u.)

Como se pode observar, alguns dos problemas de tensão presentes no caso Base desapareceram. Isto deve-se ao facto de, nas horas de produção, uma parte do consumo, ou mesmo a sua totalidade, ser satisfeito pela produção fotovoltaica, não necessitando de consumir energia proveniente da rede de distribuição. No entanto, os excedentes de produção nas horas em que a produção é maior que o consumo vão ser injetados na rede, provocando um aumento de tensão elevado. Este aumento de tensão é de tal forma elevado que acaba por ultrapassar os limites permitidos. Para além do barramento 30, também o barramento 26 ultrapassa os limites máximos permitidos, no Verão.

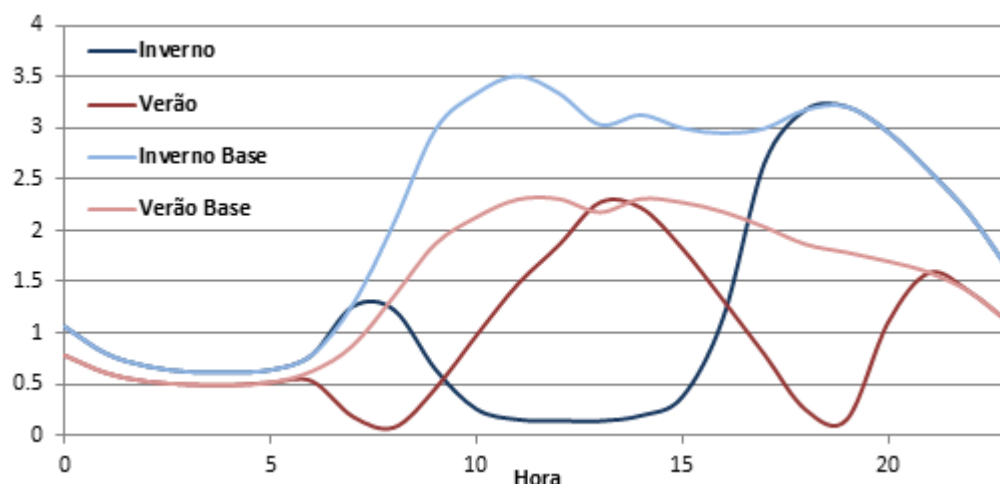


Figura 6.4 - Perdas Totais da Rede para o Caso 1 (em kW)

É possível observar pelo gráfico acima que nas horas de produção as perdas diminuem, tanto no Inverno, como no Verão. No Inverno, as perdas quase que acabam por ser nulas nalgumas horas. Isto deve-se ao facto de o consumo dos autoconsumidores estar a ser satisfeito pela auto-produção e de não haver grandes excedentes de produção. No entanto, no Verão, os excedentes de produção vão ser muito elevados, pelo que a energia injetada na rede vai aumentar. Esta injeção na rede vai provocar o aumento de perdas, já que a energia que circula também vai ser maior. Nas horas em que não existe produção, as perdas são iguais às do caso Base.

Tabela 6.3 - Fluxos de Potência para o Caso 1

				(kW)			
	From Bus	To Bus	Branch No	Hora 2	Hora 8	Hora 14	Hora 20
Inverno	1	2	1	9.342	13.728	5.413	19.424
	1	3	2	8.215	10.116	3.728	17.919
	1	4	3	3.076	3.552	1.690	7.016
	26	30	29	0.557	0.513	-0.239	1.383
Verão	1	2	1	8.585	-0.047	-14.231	12.439
	1	3	2	6.934	0.156	-10.456	10.519
	1	4	3	2.384	0.533	-2.878	3.943
	26	30	29	0.452	-0.389	-1.688	0.667

Analisando os resultados apresentados na tabela anterior, é possível concluir que houve inversão do fluxo de potência em relação ao caso base. Na hora 14 do Verão, nas linhas 1, 2 e 3, o fluxo de potência está a ir na direção da rede de distribuição de MT, ou seja, vai haver potência injetada nessa rede. Isto deve-se à elevada produção dos auto-produtores que satisfaz não só a própria carga, mas também as restantes cargas da rede, havendo ainda energia restante que é injetada na rede de distribuição. Esta inversão de fluxo ocorre em várias linhas nas horas em que a produção é maior que o consumo, embora no Inverno, o fluxo de potências não seja invertido.

Na tabela seguinte são apresentados os restantes resultados obtidos:



Tabela 6.4 - Resultados obtidos para o Caso 1

	(kW)						
	Carga	Perdas Totais	Geração PV	Autoconsumo	Pinj Rede BT	Pinj Rede MT	Consumo Rede
Inverno Caso 1	782.326	29.067	209.124	194.781	14.343	0	587.546
Inverno Base	782.326	52.470	0	0	0	0	782.326
Verão Caso 1	642.148	22.982	588.866	286.377	302.489	189.349	355.771
Verão Base	642.148	35.288	0	0	0	0	642.148

Podemos observar que neste caso, com sistemas de autoconsumo, a energia consumida da rede vai ser menor, em comparação com o caso Base. É ainda possível observar que vai haver potência injetada na rede BT e também na rede MT, como já tinha sido concluído no estudo dos fluxos de potência.

### 6.3 - Resultados do Caso 2

Uma vez que o objetivo deste caso é estudar o efeito do armazenamento, os resultados obtidos vão ser comparados com o caso 1. Os perfis de tensão são os seguintes:

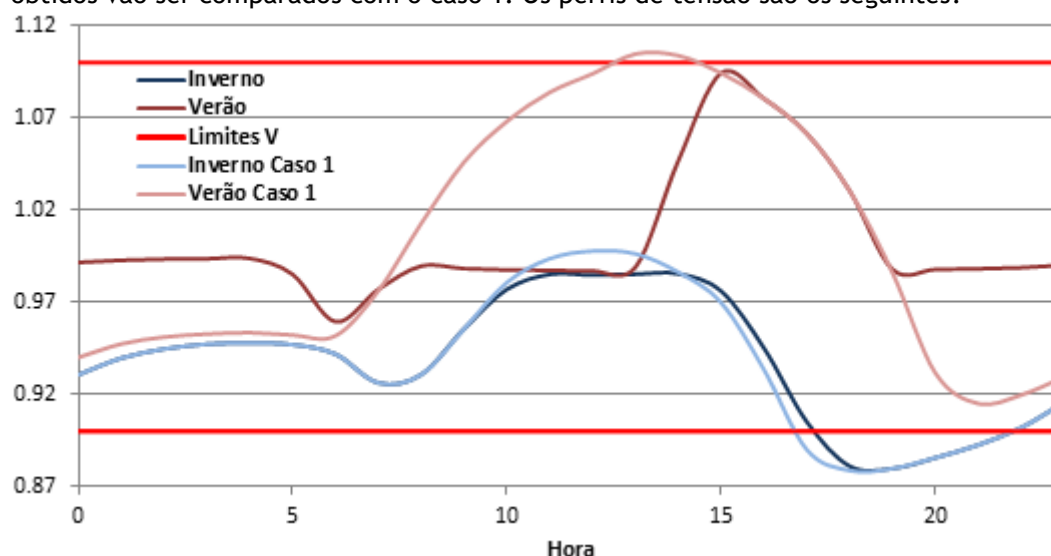


Figura 6.5 - Tensões do Caso 2 no barramento 30 (em p.u.)

Pelo gráfico acima podemos constatar que no caso 2, no Verão, não vai haver o problema da tensão ultrapassar os limites permitidos. O sistema de armazenamento não só evita problemas de tensões elevadas, como ainda faz com que o valor da tensão seja estável durante o período de armazenamento e o período em que a carga está a ser satisfeita por este sistema. Isto deve-se ao facto de o excesso de produção ser armazenado, em vez de ser injetado na rede, e ainda pelo facto de uma parte do consumo nas horas de menor produção ser satisfeito pelo armazenamento, não necessitando de energia proveniente da rede. No entanto, uma vez que os sistemas de armazenamento apenas têm capacidade limite, quando estes atingem o seu limite, o excesso de produção é injetado na rede, o que provoca um aumento de tensão, como podemos observar por volta da hora 14.

No Inverno, os efeitos do armazenamento não têm tanto impacto uma vez que os excedentes de produção são baixos, sendo que a energia armazenada também vai ser baixa. No entanto, ainda é possível verificar a estabilização da tensão nas horas em que a energia está a ser armazenada e um aumento da tensão nas horas em que se está a consumir a energia armazenada.

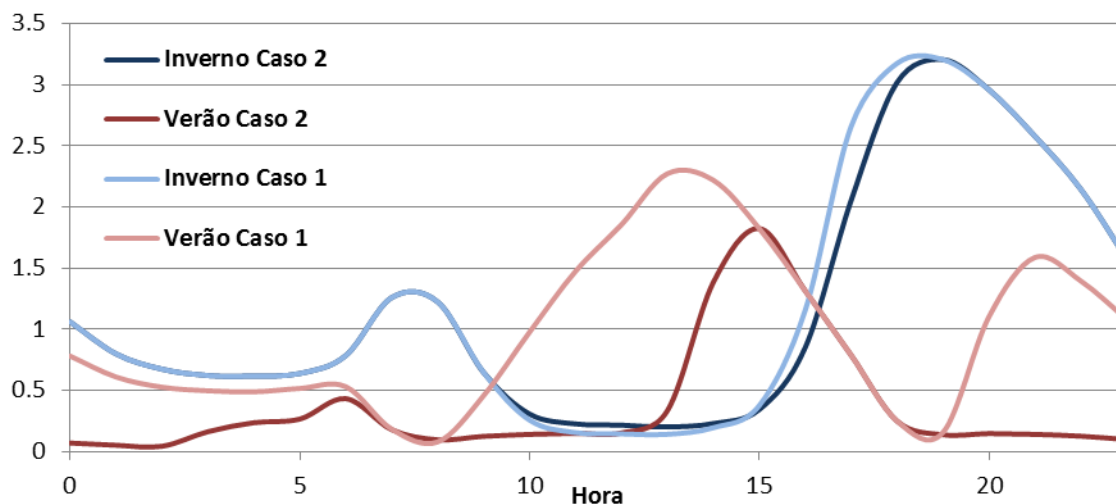


Figura 6.6 - Perdas Totais da Rede para o Caso 2 (em kW)

Observando o gráfico acima, é possível constatar que as perdas diminuem com o armazenamento. No Verão, as perdas estabilizam nalgumas horas pelas mesmas razões que a tensão estabiliza, ou seja, por não haver injeção na rede e pelo facto de se consumir a energia armazenada nas horas em que a produção é menor ou nula. Também no Inverno é possível notar algumas diferenças em relação ao caso 1. Durante as horas 9 a 15, as perdas são maiores com armazenamento, já que no caso 1, o excedente de produção é injetado instantaneamente na rede, satisfazendo uma parte da carga que esteja próxima deste barramento, diminuindo a energia que provém da rede de distribuição e assim as perdas. No entanto, as perdas diminuem quando a energia armazenada está a ser consumida nas horas seguintes.

Tabela 6.5 - Fluxos de Potência para o Caso 2

				(kW)			
	From Bus	To Bus	Branch No	Hora 2	Hora 8	Hora 14	Hora 20
Inverno	1	2	1	9.342	13.728	5.924	19.424
	1	3	2	8.215	10.116	4.328	17.919
	1	4	3	3.076	3.552	2.114	7.016
	26	30	29	0.557	0.513	0.000	1.383
Verão	1	2	1	2.243	3.241	-13.600	3.970
	1	3	2	2.296	3.109	-5.120	4.319
	1	4	3	1.019	1.495	-1.766	1.921
	26	30	29	0	0	-1.688	0

Neste caso, o fluxo de potências apenas vai ser invertido em horas mais tardias, uma vez que, até o sistema de armazenamento atingir a sua capacidade, os excedentes de produção

estão a ser armazenados e não injetados na rede e assim o fluxo de potências não se vai inverter. No entanto, quando os sistemas de armazenamento atingem a sua capacidade limite, dá-se uma inversão de fluxo, já que os excedentes de produção estão a ser injetados na rede. É ainda possível observar que em relação ao caso Base e ao caso 1, no Verão, as linhas vão estar menos sobrecarregadas, existindo mesmo linhas onde o fluxo é nulo. Isto deve-se ao facto de alguns barramentos não injetarem energia na rede e de não necessitarem de consumir energia da rede, devido ao armazenamento.

Na tabela seguinte são apresentados os restantes resultados obtidos:

Tabela 6.6 - Resultados obtidos para o Caso 2

	(kW)						
	Carga	Perdas Totais	Geração PV	Autoconsumo	Pinj Rede BT	Pinj Rede MT	Consumo Rede
Inverno Caso 2	782.326	28.255	209.124	206.973	0.000	0	575.354
Inverno Caso 1	782.326	29.067	209.124	194.781	14.343	0	587.546
Verão Caso 2	642.148	8.655	588.866	417.377	145.750	84.089	224.771
Verão Caso 1	642.148	22.982	588.866	286.377	302.489	189.349	355.771

Podemos constatar que as perdas totais diminuem com o sistema de armazenamento, especialmente no Verão. O autoconsumo também aumenta e a potência injetada na rede BT e MT diminui, uma vez que com o armazenamento se está a aproveitar os excedentes para o próprio consumo, em vez de serem injetados na rede. Assim, também a necessidade de consumir energia proveniente da rede diminui.

Tabela 6.7 - Energia Armazenada para o Caso 2

	Armazenamento (kW)
Inverno	12.19
Verão	131

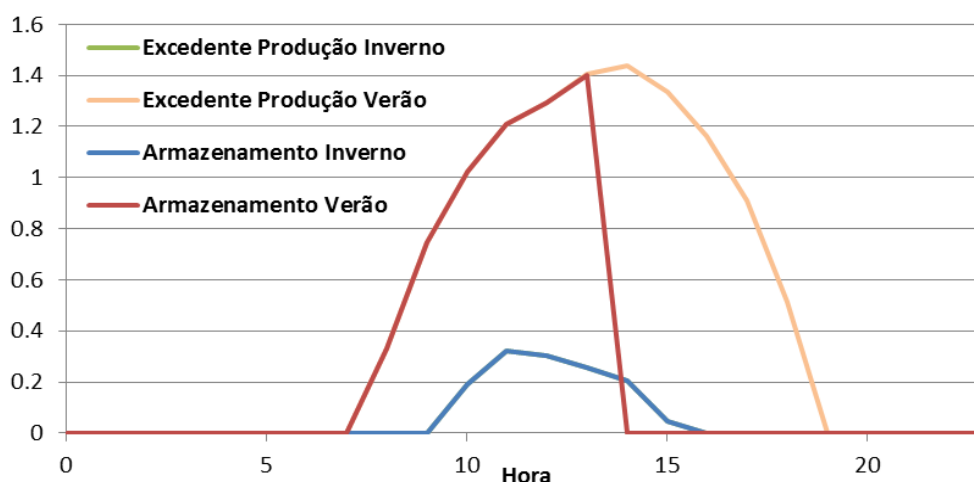


Figura 6.7 - Excedente de Produção e Energia Armazenada no Barramento 30 (em kW)

Pela figura anterior é possível observar que, no Verão, o excedente de produção foi armazenado até ser atingida a capacidade de armazenamento, sendo o restante injetado na rede, enquanto que no Inverno, todo o excedente foi armazenado.

## 6.4 - Resultados do Caso 2a

No gráfico seguinte é apresentado o perfil das tensões para o caso 2a e o perfil das tensões do caso 2:

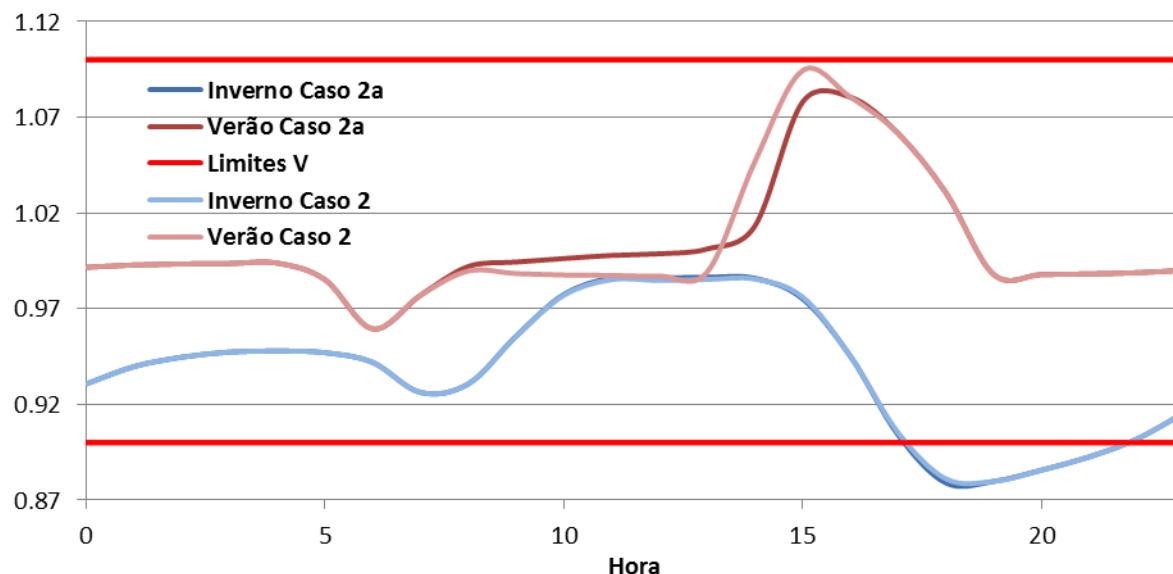


Figura 6.8 - Tensões do Caso 2a no barramento 30 (em p.u.)

A diferença entre este caso e o caso 2 é que neste existe sempre uma parte do excedente a ser injetado na rede (10%), em vez de ser totalmente armazenado. Assim, é possível verificar um aumento da tensão, devido à injeção na rede. A subida de tensão, que, como foi explicado anteriormente, acontece devido à capacidade de armazenamento ter sido atingida e assim o excedente ser injetado na rede, também acontece mais tarde, já que não foi armazenada tanta energia e assim a capacidade de armazenamento foi atingida mais tarde. No Inverno, a tensão apenas aumenta ligeiramente.

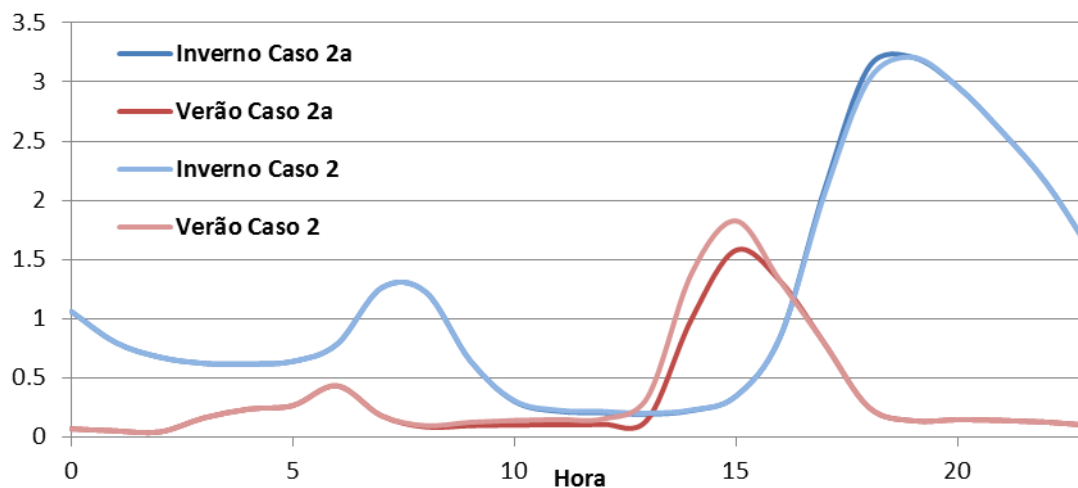


Figura 6.9 - Perdas Totais da Rede para o Caso 2a (em kW)

Em relação às perdas, no Verão, estas são ligeiramente menores no caso 2a. Isto deve-se ao facto de uma parte do excedente estar a ser injetado na rede e a satisfazer uma parte da carga de barramentos que estejam próximos. Assim, não vai ser necessário transportar energia desde a rede de MT, diminuindo as perdas. No Inverno, existe um ligeiro aumento das perdas, já que a energia armazenada foi menor, sendo necessária mais energia proveniente da rede de MT, aumentando assim as perdas.

Tabela 6.8 - Fluxos de Potência para o Caso 2a

	From Bus	To Bus	Branch No	(kW)			
				Hora 2	Hora 8	Hora 14	Hora 20
<b>Inverno</b>	1	2	1	9.342	13.728	5.872	19.424
	1	3	2	8.215	10.116	4.236	17.919
	1	4	3	3.076	3.552	2.071	7.016
	26	30	29	0.557	0.513	-0.024	1.383
<b>Verão</b>	1	2	1	2.243	2.908	-11.414	3.970
	1	3	2	2.296	2.808	-1.968	4.319
	1	4	3	1.019	1.398	0.028	1.921
	26	30	29	0	-0.039	-0.867	0

Mais uma vez é possível verificar a inversão do fluxo em algumas linhas. No entanto, comparando com o caso 2, na linha 3 já não se dá inversão do fluxo à hora 14. Isto deve-se ao facto de uma parte do excedente ter sido injetado e assim, a capacidade do armazenamento foi atingida mais tarde, pelo que o restante excedente a ser injetado na rede é menor.

Tabela 6.9 - Resultados obtidos para o Caso 2a

	(kW)						
	Carga	Perdas Totais	Geração PV	Autoconsumo	Pinj Rede BT	Pinj Rede MT	Consumo Rede
<b>Inverno Caso 2a</b>	782.326	28.367	209.124	205.753	1.434	0	576.573
<b>Inverno Caso 2</b>	782.326	28.255	209.124	206.973	0.000	0	575.354
<b>Verão Caso 2a</b>	642.148	7.668	588.866	417.377	146.036	74.529	224.771
<b>Verão Caso 2</b>	642.148	8.655	588.866	417.377	145.750	84.089	224.771

As perdas totais diminuem no Verão, pelas razões já descritas, e tanto o autoconsumo como o consumo da rede se mantêm. A potência injetada na rede BT aumenta, já que houve uma parte do excedente que foi injetado na rede e não armazenado, e a potência injetada na

rede de MT diminuiu. No Inverno, há um aumento das perdas, como já tinha sido observado, e um aumento da energia consumida da rede e uma diminuição do autoconsumo, devido a uma parte do excedente ser injetado na rede.

Tabela 6.10 - Energia Armazenada no caso 2a

	Armazenamento (kW)
Inverno	12.19
Verão	131

## 6.5 - Resultados do Caso 3

Vão ser agora apresentados os perfis das tensões obtidas para este caso. A comparação é feita com o caso 1.

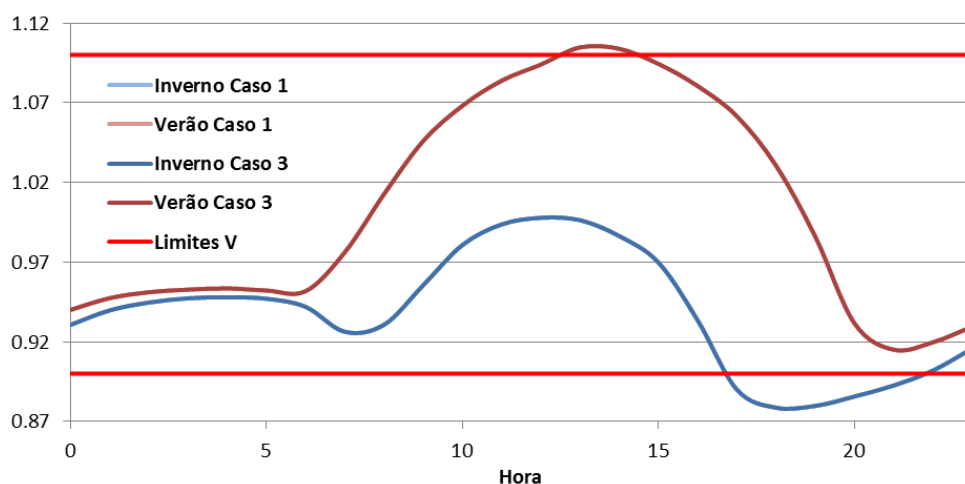


Figura 6.10 - Tensões do Caso 3 no barramento 30 (em p.u.)

Pelo gráfico acima é possível observar que as tensões no barramento 30 são exatamente as mesmas para os casos 1 e 3. Vão ser agora apresentadas as tensões para o barramento onde foi instalada a UPP (barramento 15):

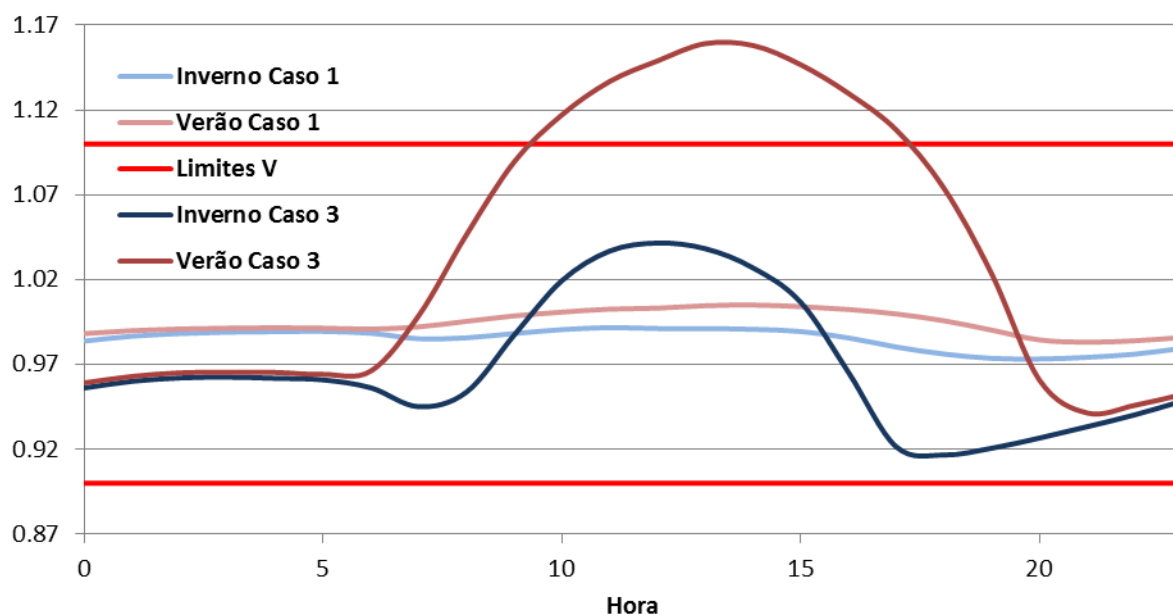


Figura 6.11 - Tensões do Caso 3 no barramento 15 (em p.u.)

Podemos observar agora, que no barramento onde foi instalada a UPP, existe um aumento de tensão nas horas em que a produção é maior que o consumo e quedas de tensão nas restantes horas, comparando com as tensões do caso 1. O aumento da tensão deve-se ao facto de haver um grande aumento de produção nesse barramento e a quedas de tensão deve-se ao facto de o consumo ter aumentado também. Assim, com a instalação da UPP, as condições impostas à tensão são mais severas. É de referenciar que esta variação de tensão ocorre para todos os barramentos do ramo onde foi instalada a UPP, ou seja, o barramento 4, 8, 23, 28 e 32. As tensões nos restantes barramentos ficam iguais às do caso 1.

Tabela 6.11 - Fluxos de Potência para o Caso 3

				(kW)			
	From Bus	To Bus	Branch No	Hora 2	Hora 8	Hora 14	Hora 20
<b>Inverno</b>	1	2	1	9.342	13.728	5.413	19.424
	1	3	2	8.215	10.116	3.728	17.919
	1	4	3	7.680	9.184	-4.672	15.240
	26	30	29	0.557	0.513	-0.239	1.383
<b>Verão</b>	1	2	1	8.585	-0.047	-14.231	12.439
	1	3	2	6.934	0.156	-10.456	10.519
	1	4	3	6.923	-8.435	-29.660	8.135
	26	30	29	0.452	-0.389	-1.688	0.667

Podemos observar pela tabela anterior que houve inversão do fluxo de potência na linha 3. Isto deve-se ao facto de a UPP ter sido instalada neste ramo.

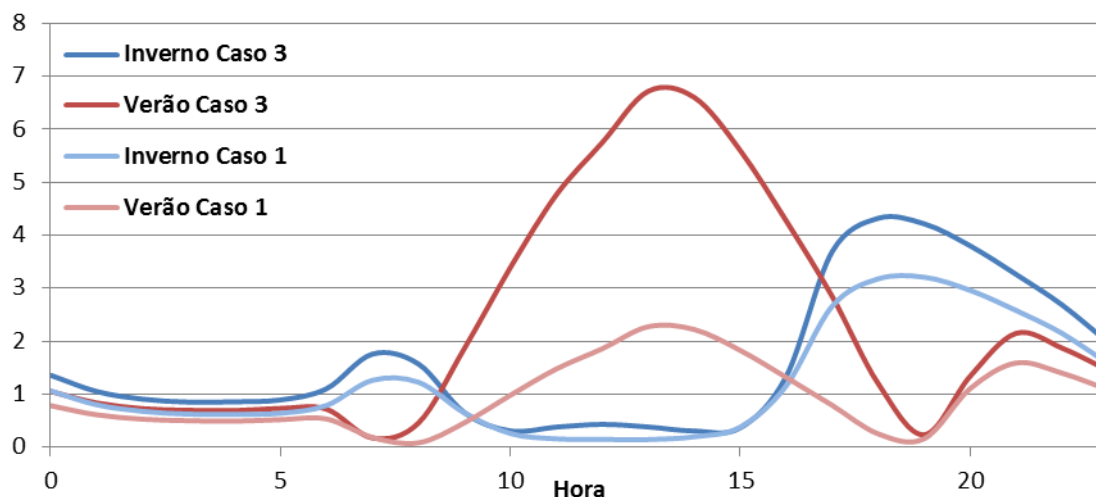


Figura 6.12 - Perdas Totais da Rede para o Caso 3 (em kW)

Pelo gráfico acima é possível constatar que as perdas aumentam, tanto no Inverno, como no Verão. O aumento de perdas deve-se a uma maior injeção de energia na rede, já que os excedentes de produção vão ser maiores, e por haver um maior consumo de energia da rede, nas restantes horas.

Tabela 6.12 - Resultados obtidos para o Caso 3

	(kW)						
	Carga	Perdas Totais	Geração PV	Autoconsumo	Pinj Rede BT	Pinj Rede MT	Consumo Rede
Inverno Caso 3	979.299	38.427	346.706	293.151	53.555	1.280	686.148
Inverno Caso 1	782.326	29.067	209.124	194.781	14.343	0	587.546
Verão Caso 3	818.247	56.111	976.278	410.827	565.451	416.817	407.420
Verão Caso 1	642.148	22.982	588.866	286.377	302.489	189.349	355.771

Pela tabela anterior podemos constatar que todos os valores aumentam no caso 3. Isto deve-se ao facto de o consumo e a geração também terem aumentado.

## 6.6 - Comparação de Casos

Vão ser agora comparados os resultados obtidos para cada caso de estudo. As comparações são todas feitas com o caso Base.

### Tensão

Tabela 6.13 - Variação da Tensão nos vários Casos no barramento 30

Caso	Estação	Variação da tensão (%)	hora
1	Inverno	13.7	12
2		12.7	11
2a		12.8	11
1	Verão	23.1	14
2		21.9	15
2a		20.1	15

Pela tabela acima, é possível constatar que onde houve uma maior variação da tensão foi no caso 1. Isto deve-se ao facto de o excedente de produção ser todo injetado na rede, aumentando o valor da tensão. No caso 3, o barramento estudado foi o barramento 15:

Tabela 6.14 - Variação da Tensão no Caso 3 no barramento 15

Caso	Estação	Variação positiva da tensão (%)	hora	Variação negativa da tensão (%)	hora
3	Inverno	6.3	12	-6.1	18
3	Verão	17.8	13	-4.2	21



Podemos observar que também houve uma grande variação da tensão para o caso 3. Para além de uma variação positiva da tensão (aumento da tensão) ainda houve uma variação negativa (diminuição da tensão), uma vez que a carga aumentou em relação ao caso Base. No entanto, o caso mais severo continua a ser o caso 1.

## Perdas

Tabela 6.15 - Perdas Totais na Rede e a sua Variação nos vários Casos

Caso	Estação	Perdas Totais (kW)	Variação (%)
Base	Inverno	52.470	-
1		29.067	-44.6
2		28.255	-46.2
2a		28.367	-45.9
3		38.427	-26.8
Base	Verão	35.288	-
1		22.982	-34.9
2		8.655	-75.5
2a		7.668	-78.3
3		56.111	59.0

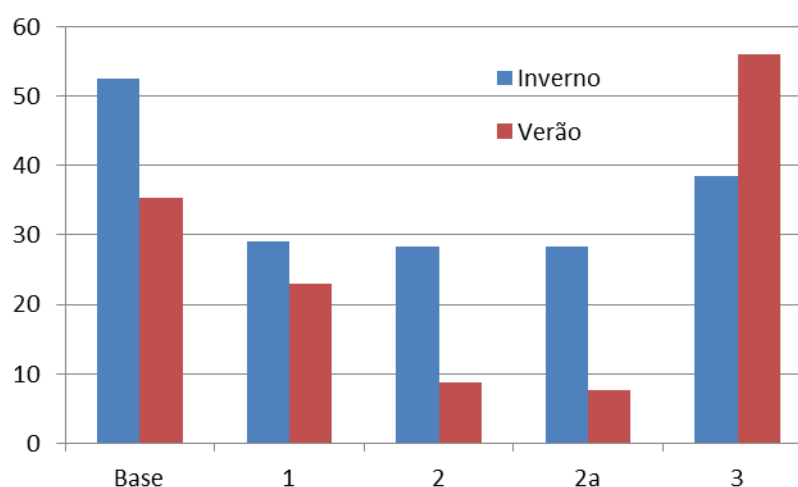


Figura 6.13 - Perdas Totais na Rede (em kW)

Pela tabela 16 e pelo gráfico 13 podemos concluir que os casos com menores perdas são o caso 2 e o caso 2a, que são os casos onde se consideram os sistemas de armazenamento. Isto deve-se ao facto de uma grande parte dos excedentes de produção estarem a ser armazenados e não injetados na rede e de a carga estar a ser satisfeita pela energia armazenada, que diminuem o fluxo de energia, diminuindo as perdas.

## Outros Resultados

Tabela 6.16 - Outros Resultados nos vários Casos

Caso	Estação	(kW)					
		Carga	Geração PV	Autoconsumo	Pinj Rede BT	Pinj Rede MT	Consumo Rede
Base	Inverno	782.326	0	0	0	0	782.326
1		782.326	209.124	194.781	14.343	0	587.546
2		782.326	209.124	206.973	0.000	0	575.354
2a		782.326	209.124	205.753	1.434	0	576.573
3		979.299	346.706	293.151	53.555	0	686.148
Base	Verão	642.148	0	0	0	0	642.148
1		642.148	588.866	286.377	302.489	189.349	355.771
2		642.148	588.866	417.377	145.750	84.089	224.771
2a		642.148	588.866	417.377	146.036	74.529	224.771
3		818.247	976.278	410.827	565.451	416.817	407.420

Pela tabela anterior podemos concluir que os casos onde se consegue aproveitar a energia produzida de forma mais eficiente são os casos com armazenamento, já que se vão aproveitar os excedentes de produção para satisfazer a carga em horas onde a produção é menor que o consumo.

Podemos também observar que apenas existe injeção na rede de distribuição MT no Verão, devido à produção na rede ser maior que o consumo nesta, em certas horas.

Em relação ao consumo da rede, este vai ser menor nos casos 2 e 2a, devido ao melhor aproveitamento dos excedentes de produção pelos sistemas de armazenamento.

## 6.7 - Resultados das Remunerações do ORD

### 6.7.1 Pagamentos dos Consumidores

Na seguinte tabela são apresentados os somatórios dos pagamentos dos consumidores da rede pelas tarifas de Acesso:

Tabela 6.17 - Pagamentos dos Consumidores para o Caso Base e o Caso 1 através das Tarifas de Acesso

Pagamento	Caso Base		Caso 1	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Mensal (€)	2471.689	1882.664	1704.653	1152.356
Anual (€)	26126.115		17142.055	

Tabela 6.18 - Variação dos Pagamentos Totais em relação ao Caso Base

Pagamento	Caso 1	
	Inverno	Verão
Mensal (€)	-31.0	-38.8
Anual (€)	-34.4	

Como podemos observar, o valor a pagar pelos consumidores anualmente vai diminuir com o Autoconsumo (Caso 1). Esta diminuição é de aproximadamente 8984€.

A maior variação, em relação ao caso Base, ocorre no Verão (-38.791%), já que neste período há uma maior produção fotovoltaica e menor consumo. Vão ser agora apresentados os valores a serem pagos por alguns consumidores:

Tabela 6.19 - Pagamentos Anuais de alguns Consumidores

Bus No	Potência Contratada	Caso Base	Caso 1
2	6.9	674.31	674.31
6	1.15	161.07	161.07
8	10.35	872.46	518.82
10	20.7	1794.10	1794.10
14	10.35	719.35	473.42
19	6.9	827.41	827.41
23	3.45	288.47	288.47
26	41.4	4229.76	1461.25
31	3.45	288.47	189.50

Tabela 6.20 - Variação do Pagamento de alguns Consumidores em relação ao Caso Base

Bus No	Potência Contratada	Caso 1
2	6.9	0
6	1.15	0
8	10.35	-40.5
10	20.7	0
14	10.35	-34.2
19	6.9	0
23	3.45	0
26	41.4	-65.5
31	3.45	-34.3

Analisando a tabela anterior, observamos que os consumidores que não possuem sistemas de autoconsumo vão pagar o mesmo, já que a energia consumida da rede vai ser a mesma. Os autoconsumidores, por seu lado, vão diminuir o seu consumo da rede, diminuindo também o valor a pagar. Esta diminuição chega a ser aproximadamente de 65%, no caso mais crítico (barramento 26).

### 6.7.2 Alteração das Tarifas - Exercício 1

Neste primeiro exercício, apesar de haver menor circulação de energia na rede, assume-se que o valor da remuneração a ser recebido pelo ORD vai ser o mesmo. Como já foi referido, a remuneração do ORD provém das tarifas de Acesso a serem pagas pelos consumidores, pelo que vão ter de ser feitas alterações aos valores das tarifas para

compensar o valor de 8984€ em falta nos pagamentos dos consumidores no caso com Autoconsumo. Como foi explicado no capítulo anterior, são estudados diferentes casos para o aumento das tarifas, sendo que nalguns casos, os parâmetros das componentes que sofrem alterações vão sofrer menores variações. Como foi visto, os valores que vão diminuir com o Autoconsumo vão ser os da Potência nas Horas de Ponta (Pp) e a Energia Ativa Consumida (Wh), enquanto os valores da Potência Contratada (Pc) se mantêm. Assim,

- No Caso 1, os 8984€ em falta vão ser compensados aumentando-se os preços da Potência nas Horas de Ponta e da Energia Ativa Consumida;
- No Caso 2, 50% dos 8984€ em falta vão ser compensados aumentando-se os preços da Potência nas Horas de Ponta e da Energia Ativa Consumida e os outros 50% vão ser compensados aumentando-se os preços da Potência Contratada;
- No Caso 3, 25% dos 8984€ em falta vão ser compensados aumentando-se os preços da Potência nas Horas de Ponta e da Energia Ativa Consumida e os outros 75% vão ser compensados aumentando-se os preços da Potência Contratada;
- No Caso 4, os 8984€ em falta vão ser compensados aumentando-se o preço da Potência Contratada.

Os novos preços para cada caso são apresentados de seguida:

Tabela 6.21 - Preços das tarifas para os vários casos

	Tarifário	Preço Pc (€/kW.mes)	Preço Wh (€/kWh)				Preço Pp (€/kW.mes)
			Horas Ponta	Horas Cheias	Horas Vazio Normal	Horas Super Vazio	
Caso Base	Simplex	1.088	0.0921				-
	Tri-Horário		0.2084	0.0685	0.0171		-
	BTE		0.0619	0.0534	0.0279	0.0253	17.289
Caso 1	Simplex	1.088	<u>0.1536</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.3475</u>	<u>0.1142</u>	<u>0.0285</u>		-
	BTE		<u>0.1032</u>	<u>0.0890</u>	<u>0.0465</u>	<u>0.0422</u>	<u>28.8258</u>
Caso 2	Simplex	<u>2.4166</u>	<u>0.1228</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.2779</u>	<u>0.0914</u>	<u>0.0228</u>		-
	BTE		<u>0.0826</u>	<u>0.0712</u>	<u>0.0372</u>	<u>0.0337</u>	<u>23.0574</u>
Caso 3	Simplex	<u>3.0809</u>	<u>0.1075</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.2432</u>	<u>0.0799</u>	<u>0.0200</u>		-
	BTE		<u>0.0722</u>	<u>0.0623</u>	<u>0.0326</u>	<u>0.0295</u>	<u>20.1732</u>
Caso 4	Simplex	<u>3.7452</u>	0.0921				-
	Tri-Horário		0.2084	0.0685	0.0171		-
	BTE		0.0619	0.0534	0.0279	0.0253	17.289

Observando a tabela anterior, podemos verificar que o preço da Potência Contratada foi aumentando ao longo dos casos, já que o seu peso no pagamento do valor em falta também foi aumentando, enquanto que o preço da Energia Ativa Consumida e da Potência nas Horas de Ponta foi diminuindo.

Os resultados obtidos nos diferentes casos são apresentados de seguida:

Tabela 6.22 - Novos Pagamentos para os vários Casos

	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
Pagamento	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Mensal (€)	2637.60	1716.76	2545.46	1808.89	2499.39	1854.96	2453.33	1901.03
Anual (€)	26126.115		26126.115		26126.115		26126.115	

Pela Tabela 6.22, podemos ver que o total a pagar pelos vários casos é igual ao total do caso Base. Também é possível observar que os pagamentos no Inverno vão diminuindo desde o Caso 1 até ao Caso 4, enquanto que os pagamentos do Verão vão aumentando. Isto deve-se ao facto de haver um maior peso ao longo dos casos da Potência Contratada, que se mantém igual, enquanto que a Energia Ativa Consumida e a Potência nas Horas de Ponta vão tendo um menor peso. Vão ser agora apresentados os valores a serem pagos por alguns barramentos e a sua variação:

Tabela 6.23 - Novos Pagamentos de alguns Consumidores

Bus No	Potência Contratada (kVA)	Pagamentos (€)				
		Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2	6.9	674.31	1064.15	979.24	936.78	894.32
6	1.15	161.07	258.53	228.13	212.94	197.74
8	10.35	872.46	774.86	811.85	830.35	848.85
10	20.7	1794.10	2810.95	2632.55	2543.35	2454.16
14	10.35	719.35	699.16	751.31	777.38	803.45
19	6.9	827.41	1319.42	1183.43	1115.43	1047.43
23	3.45	288.47	450.90	424.69	411.58	398.48
26	41.4	4229.76	2075.64	2428.50	2604.93	2781.35
31	3.45	288.47	285.89	292.70	296.10	299.51

Tabela 6.24 - Variação dos Novos Pagamentos de alguns Consumidores em relação ao Caso Base

Bus No	Potência Contratada (kVA)	Variação em relação ao Caso Base (%)			
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2	6.9	57.8	45.2	38.9	32.6
6	1.15	60.5	41.6	32.2	22.8
8	10.35	-11.2	-6.9	-4.8	-2.7
10	20.7	56.7	46.7	41.8	36.8
14	10.35	-2.8	4.4	8.1	11.7
19	6.9	59.5	43.0	34.8	26.6
23	3.45	56.3	47.2	42.7	38.1
26	41.4	-50.9	-42.6	-38.4	-34.2
31	3.45	-11.8	-7.5	-5.2	-2.4

Estudando agora as tabelas Tabela 6.23 e Tabela 6.24, podemos observar que, no caso 1 onde se considera apenas o aumento dos preços dos parâmetros afetados pelo Autoconsumo (Wh e Pp), os pagamentos dos consumidores sem autoconsumo sofrem um grande aumento, em relação ao Caso Base, chegando mesmo a aumentar 60.5% (barramento 6), enquanto que os consumidores com Autoconsumo diminuem os seus pagamentos.

No Caso 4, o aumento dos pagamentos dos consumidores sem Autoconsumo não é tão elevado, em relação ao Caso Base, sendo que o barramento 6 apenas sofre uma variação de aproximadamente 23%. Em relação aos consumidores com Autoconsumo, continuam a existir consumidores que pagam menos do que no Caso Base, apesar de haver alguns que acabaram por ter pagamentos mais elevados.

Comparando agora os casos, é possível concluir que os pagamentos dos consumidores sem Autoconsumo vão diminuindo gradualmente desde o caso 1 até ao caso 4, enquanto que os pagamentos dos consumidores com Autoconsumo vão aumentando. Assim, o peso com que os consumidores sem Autoconsumo têm na remuneração vai sendo menor ao longo dos casos, havendo uma melhor distribuição desses pesos. Isto deve-se ao facto de o valor em falta estar a ser compensado através de um maior peso da Potência Contratada, que é um parâmetro que não sofre alterações com o Autoconsumo e está relacionado com todos os consumidores da rede.

Na Figura 6.14 e na Figura 6.15, podemos observar os pagamentos anuais da Potência Contratada e da Energia Ativa Consumida do barramento 2 (sem Autoconsumo) e do barramento 8 (com Autoconsumo), sendo perceptível a alteração do peso dos parâmetros das tarifas nos pagamentos ao longo dos casos.

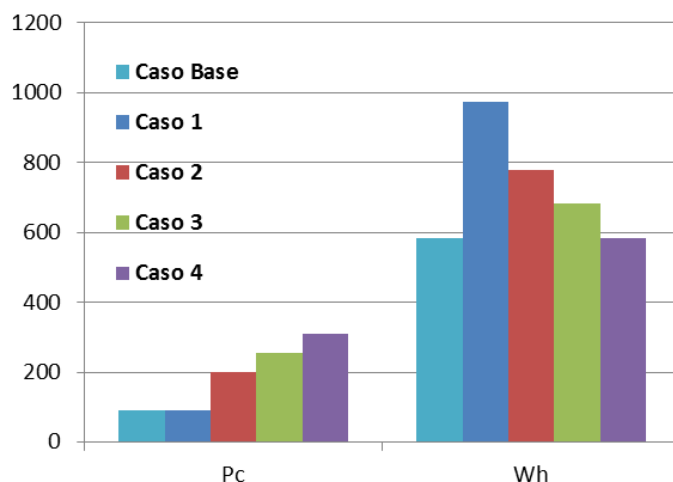


Figura 6.14 - Pagamentos da Potência Contratada e da Energia Ativa Consumida sem autoconsumo (em €)

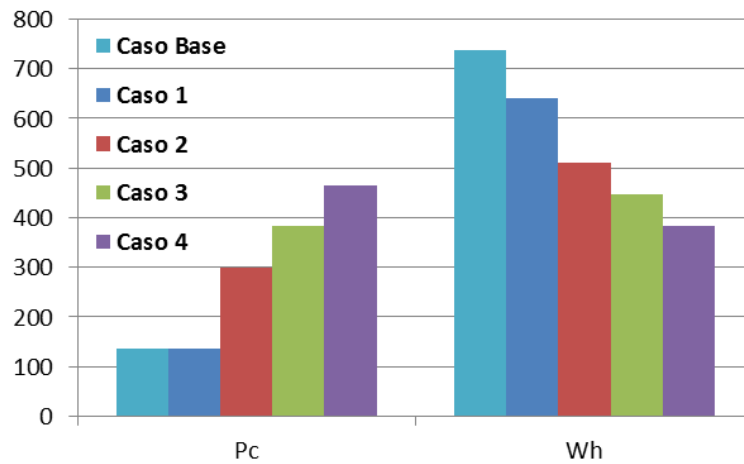


Figura 6.15 - Pagamentos da Potência Contratada e da Energia Ativa Consumida com autoconsumo (em €)

Pela Figura 6.16 e Figura 6.17 é perceptível a diminuição dos pagamentos a efetuar pelos consumidores sem Autoconsumo ao longo dos vários casos e o aumento dos pagamentos a efetuar pelos consumidores com Autoconsumo.

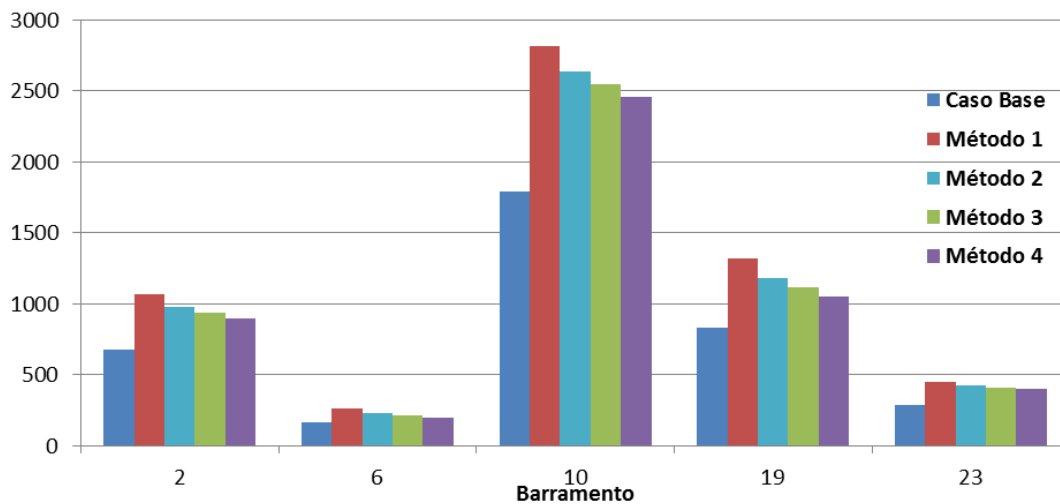


Figura 6.16 - Pagamentos anuais de vários consumidores sem Autoconsumo (em €)

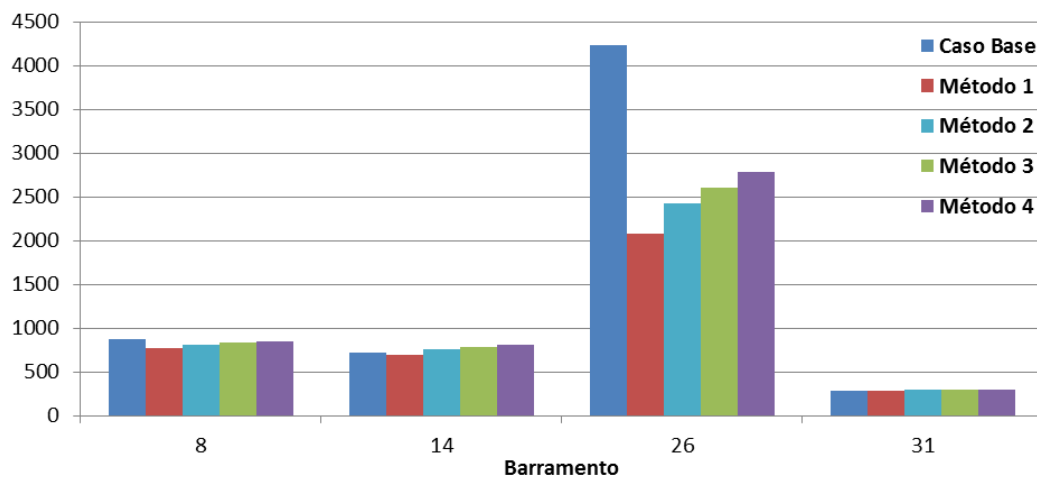


Figura 6.17- Pagamentos anuais de vários consumidores com Autoconsumo (em €)

### 6.7.3 Alteração das Tarifas - Exercício 2

Neste exercício já se considera a alteração do valor da remuneração a ser recebida pelo ORD. Uma vez que a energia distribuída é um indutor no cálculo desta remuneração, como se viu no capítulo 4, e o seu valor diminui com o Autoconsumo, a remuneração do ORD também vai diminuir.

Tendo a energia distribuída um peso de cerca de 4.7% na remuneração do ORD e tendo a Energia Ativa Consumida da rede diminuído 33.8% com o Autoconsumo, em relação ao Caso Base, o novo valor da remuneração do ORD é o seguinte:

$$NovaRem_{ORD} = 26126.115 \times (1 - 1 \times 0.047 \times 0.338) = 25712$$

Assim, o valor em falta nos pagamentos dos consumidores diminui para 8570€, em relação aos 8984€ do primeiro exercício. Seguindo o mesmo raciocínio do exercício anterior, ou seja, considerando-se os 4 casos para efetuar as alterações aos preços das tarifas, os novos preços encontrados são os seguintes:

Tabela 6.25 - Preços das tarifas para os vários casos

	Tarifário	Preço Pc (€/kW.mes)	Preço Wh (€/kWh)				Preço Pp (€/kW.mes)
			Horas Ponta	Horas Cheias	Horas Vazio Normal	Horas Super Vazio	
Caso Base	Simplex	1.088	0.0921				-
	Tri-Horário		0.2084	0.0685	0.0171		-
	BTE		0.0619	0.0534	0.0279	0.0253	17.289
Caso 1	Simplex	1.088	<u>0.1507</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.3411</u>	<u>0.1121</u>	<u>0.3411</u>		-
	BTE		<u>0.1013</u>	<u>0.1013</u>	<u>0.1013</u>	<u>0.1013</u>	<u>28.2943</u>
Caso 2	Simplex	<u>2.355</u>	<u>0.1214</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.2747</u>	<u>0.0903</u>	<u>0.2747</u>		-
	BTE		<u>0.0816</u>	<u>0.0816</u>	<u>0.0816</u>	<u>0.0816</u>	<u>22.7916</u>
Caso 3	Simplex	<u>2.989</u>	<u>0.1068</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.2416</u>	<u>0.0794</u>	<u>0.2416</u>		-
	BTE		<u>0.0718</u>	<u>0.0718</u>	<u>0.0718</u>	<u>0.0718</u>	<u>20.0403</u>
Caso 4	Simplex	<u>3.623</u>	0.0921				-
	Tri-Horário		0.2084	0.0685	0.0171		-
	BTE		0.0619	0.0534	0.0279	0.0253	17.2890

Como podemos verificar pela tabela anterior, os novos preços deste exercício são menores que os do exercício 1, já que a remuneração também é menor.

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados obtidos para os vários casos e é possível verificar que, novamente, em todos eles se obtém o mesmo pagamento anual:



Tabela 6.26 - Novos Pagamentos para os vários Casos

Pagamento	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Mensal	2594.62	1690.76	2506.73	1778.65	2462.78	1822.59	2418.84	1866.54
Anual	<b>25712.24</b>		<b>25712.24</b>		<b>25712.24</b>		<b>25712.24</b>	

De seguida são apresentados os pagamentos a efetuar por alguns consumidores para os vários casos e a sua variação em relação ao Caso Base:

Tabela 6.27 - Novos Pagamentos de alguns Consumidores

Bus No	Potência Contratada (kVA)	Pagamentos (€)				
		Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2	6.9	674.31	1046.19	965.19	924.69	884.19
6	1.15	161.07	254.04	225.04	210.55	196.05
8	10.35	872.46	763.06	798.35	816.00	833.65
10	20.7	1794.10	2764.10	2593.93	2508.84	2423.75
14	10.35	719.35	688.76	738.50	763.38	788.25
19	6.9	827.41	1296.76	1167.02	1102.16	1037.29
23	3.45	288.47	443.42	418.41	405.91	393.41
26	41.4	4229.76	2047.34	2383.94	2552.24	2720.54
31	3.45	288.47	281.45	287.94	291.19	294.44

Tabela 6.28 - Variação dos Novos Pagamentos de alguns Consumidores em relação ao Caso Base

Bus No	Potência Contratada (kVA)	Variação em relação ao Caso Base (%)			
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2	6.9	55.2	43.1	37.1	31.1
6	1.15	57.7	39.7	30.7	21.7
8	10.35	-12.5	-8.5	-6.5	-4.4
10	20.7	54.1	44.6	39.8	35.1
14	10.35	-4.3	2.7	6.1	9.6
19	6.9	56.7	41.0	33.2	25.4
23	3.45	53.7	45.0	40.7	36.4
26	41.4	-51.6	-43.6	-39.7	-35.7
31	3.45	-2.4	-0.2	0.9	2.1

Mais uma vez, é possível verificar um grande aumento dos pagamentos no caso 1 para os consumidores sem Autoconsumo, chegando a aumentar cerca de 58% no barramento 6, contrastando com a diminuição dos pagamentos dos consumidores com Autoconsumo, em relação ao Caso Base.

No caso 4, verifica-se mais uma vez um aumento dos pagamentos para os consumidores sem Autoconsumo e também para alguns consumidores com Autoconsumo, apesar da subida dos pagamentos destes não ser tão elevada. Também é possível verificar que continua a haver consumidores com Autoconsumo com pagamentos menores, em relação ao caso Base.

Comparando os resultados obtidos no exercício 1 com os deste exercício é possível constatar que estes são semelhantes, já que a diferença na remuneração em falta foi de apenas 5%. Os preços das tarifas no exercício 2 são ligeiramente menores que os do exercício 1, e, consequentemente, também os pagamentos dos consumidores vão ser menores. Isto deve-se ao facto de a remuneração do ORD ter diminuído. No entanto, as conclusões são as mesmas.

#### 6.7.4 Pagamentos dos Consumidores com Compensações

Como foi referido anteriormente, nos exercícios anteriores não se consideraram as compensações a serem pagas pelos consumidores com Autoconsumo, já que se assumiu que o valor do fator de compensação ( $k$ ) seria 0. No entanto, esta situação só ocorre enquanto a percentagem do total acumulado de potência instalada de UPAC sobre o total da potência instalada no SEN for menor que 1%, como foi explicado no capítulo 3.2.3.

Vão ser agora apresentados os restantes casos para valores de  $k$  diferentes:

Tabela 6.29 - Pagamentos dos Consumidores considerando as Compensações das UPAC

	Caso Base		k=0% (Caso 1)		k=30%		k=50%	
Pagamento	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Mensal (€)	2471.68	1882.66	1704.65	1152.35	1828.46	1276.16	1910.99	1358.70
Anual (€)	26126.115		17142.055		18627.735		19618.189	

Tabela 6.30 - Variação dos Pagamentos dos Consumidores considerando as Compensações das UPAC

	k=0% (Caso 1)		k=30%		k=50%	
Pagamento	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Mensal (€)	-31.0	-38.8	-26.0	-32.2	-22.7	-27.8
Anual (€)	-34.4		-28.7		-24.9	

Como podemos observar pelas tabelas anteriores, os pagamentos dos consumidores continuam a ser menores do que os do caso Base. No entanto, à medida que o valor de  $k$  aumenta, as compensações também aumentam e assim, o valor em falta na remuneração do ORD não vai ser tão elevado. Podemos observar que no caso em que  $k=50\%$ , o valor total apenas diminui 24.9%, enquanto que se não fossem consideradas as compensações das UPAC esse valor seria de 34.4%.

Vão ser agora apresentados os pagamentos anuais de alguns consumidores:

Tabela 6.31 - Pagamentos Anuais de alguns Consumidores considerando as Compensações das UPAC

Bus No	Potência Contratada	Caso Base	k=0% (Caso 1)	k=30%	k=50%
2	6.9	674.31	674.31	674.31	674.31
6	1.15	161.07	161.07	161.07	161.07
8	10.35	872.46	518.82	606.22	664.48
10	20.7	1794.10	1794.10	1794.10	1794.10
14	10.35	719.35	473.42	544.17	591.34
19	6.9	827.41	827.41	827.41	827.41
23	3.45	288.47	288.47	288.47	288.47
26	41.4	4229.76	1461.25	1687.51	1838.36
31	3.45	288.47	189.50	214.47	231.11

Tabela 6.32 - Variação dos Pagamentos Anuais de alguns Consumidores considerando as Compensações das UPAC

Bus No	Potência Contratada	k=0% (Caso 1)	k=30%	k=50%
2	6.9	0	0	0
6	1.15	0	0	0
8	10.35	-40.5	-30.5	-23.8
10	20.7	0	0	0
14	10.35	-34.2	-24.4	-17.8
19	6.9	0	0	0
23	3.45	0	0	0
26	41.4	-65.5	-60.1	-56.5
31	3.45	-34.3	-25.7	-19.9

Como podemos constatar pelas tabelas anteriores, os pagamentos dos consumidores com Autoconsumo aumentaram. Isto deve-se ao facto de se terem considerado as compensações pelas UPAC, que são quanto maiores quanto maior for o valor de k.

É possível concluir que ao se considerarem as compensações das UPAC, o valor em falta na remuneração do ORD não vai ser tão grande, pelo que não será criando um desequilíbrio tão grande entre os pagamentos dos consumidores da rede. Assim, vai haver um alívio do peso que os consumidores sem Autoconsumo têm no valor em falta na remuneração.

## 6.8 - Resultados das Remunerações do ORT

### 6.8.1 Pagamentos dos Consumidores

De seguida são apresentados os somatórios dos pagamentos dos consumidores da rede através da soma das tarifas de UGS e URT:

Tabela 6.33 - Pagamentos dos Consumidores para o Caso Base e o Caso 1 através das Tarifas de UGS+URT

Pagamento	Caso Base		Caso 1	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Mensal (€)	1572.521	959.605	1145.351	770.460
Anual (€)	15192.754		11494.867	

Tabela 6.34 - Variação dos Pagamentos Totais em relação ao Caso Base

Pagamento	Caso 1	
	Inverno	Verão
Mensal (€)	-27.2	-19.7
Anual (€)	-24.3	

Como podemos observar, calculando os pagamentos apenas com as tarifas de UGS e URT, estes voltaram a diminuir com o Autoconsumo. Neste exercício, o valor da remuneração do ORT é o valor obtido no Caso Base, pelo que com o Autoconsumo estão em falta 3697.89€ na remuneração do ORT.

Tabela 6.35 - Pagamentos Anuais de alguns Consumidores

Bus No	Potência Contratada	Caso Base	Caso 1
2	6.9	454.61	454.61
6	1.15	108.75	108.75
8	10.35	587.74	348.14
10	20.7	1208.81	1208.81
14	10.35	484.00	317.38
19	6.9	558.34	558.34
23	3.45	194.32	194.32
26	41.4	1719.18	858.02
31	3.45	194.32	127.26

Tabela 6.36 - Variação do Pagamento de alguns Consumidores em relação ao Caso Base

Bus No	Potência Contratada	Caso 1
2	6.9	0
6	1.15	0
8	10.35	-40.8
10	20.7	0
14	10.35	-34.4
19	6.9	0
23	3.45	0
26	41.4	-50.1
31	3.45	-34.5

Mais uma vez, os pagamentos dos consumidores sem Autoconsumo no Caso 1 mantiveram-se iguais ao do Caso Base, enquanto que os consumidores com Autoconsumo tiveram uma diminuição nos seus pagamentos.

### 6.8.2 Alteração das Tarifas

Como foi referido, neste exercício assume-se que o valor da remuneração que o ORT tem de receber não diminui com o Autoconsumo. Assim, vai ser mais uma vez necessário fazer alterações aos valores das tarifas e vão-se utilizar os casos explicados anteriormente para efetuar essas alterações e compensar o valor em falta (3697.89€).

Os resultados obtidos para os preços nos vários casos são os seguintes:

Tabela 6.37 - Preços das tarifas para os vários casos

	Tarifário	Preço Pc (€/kW.mes)	Preço Wh (€/kWh)				Preço Pp (€/kW.mes)
			Horas Ponta	Horas Cheias	Horas Vazio Normal	Horas Super Vazio	
Caso Base	Simple	0.71	0.0624				-
	Tri-Horário		0.1111	0.0331	0.0127		-
	BTE		0.0528	0.0461	0.0229	0.0224	3.474
Caso 1	Simple	0.71	<u>0.0878</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.1563</u>	<u>0.0466</u>	<u>0.0179</u>		-
	BTE		<u>0.0743</u>	<u>0.0648</u>	<u>0.0322</u>	<u>0.0315</u>	<u>4.8866</u>
Caso 2	Simple	<u>1.2569</u>	<u>0.0751</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.1337</u>	<u>0.0398</u>	<u>0.0153</u>		-
	BTE		<u>0.0635</u>	<u>0.0555</u>	<u>0.0276</u>	<u>0.0270</u>	<u>4.1803</u>
Caso 3	Simple	<u>1.5303</u>	<u>0.0687</u>				-
	Tri-Horário		<u>0.1224</u>	<u>0.0365</u>	<u>0.0140</u>		-
	BTE		<u>0.0582</u>	<u>0.0508</u>	<u>0.0252</u>	<u>0.0247</u>	<u>3.8271</u>
Caso 4	Simple	<u>1.8037</u>	0.0624				-
	Tri-Horário		0.1111	0.0331	0.0127		-
	BTE		0.0528	0.0461	0.0229	0.0224	3.4740

Pela aplicação destes preços, os resultados obtidos foram os seguintes:

Tabela 6.38 - Novos Pagamentos para os vários Casos

Pagamento	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Mensal (€)	1529.73	1002.40	1491.62	1040.51	1472.56	1059.56	1453.51	1078.62
Anual (€)	<b>15192.75</b>		<b>15192.75</b>		<b>15192.75</b>		<b>15192.75</b>	

Como podemos observar, em todos os casos os pagamentos dos consumidores são os mesmos, pelo que não está nenhum valor em falta na remuneração do ORT.

Vão ser agora apresentados os pagamentos de alguns consumidores da rede para os vários casos e a sua variação em relação ao Caso Base:

Tabela 6.39 - Novos Pagamentos de alguns Consumidores

Bus No	Potência Contratada (kVA)	Pagamentos (€)				
		Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2	6.9	454.61	615.56	580.36	562.77	545.17
6	1.15	108.75	148.99	136.42	130.13	123.85
8	10.35	587.74	453.85	468.92	476.45	483.98
10	20.7	1208.81	1628.61	1554.55	1517.52	1480.49
14	10.35	484.00	410.58	431.90	442.56	453.22
19	6.9	558.34	761.47	705.19	677.05	648.90
23	3.45	194.32	261.38	250.49	245.05	239.60
26	41.4	1719.18	1063.48	1232.43	1316.90	1401.38
31	3.45	194.32	167.06	169.80	171.17	172.55

Tabela 6.40 - Variação dos Novos Pagamentos de alguns Consumidores em relação ao Caso Base

Bus No	Potência Contratada (kVA)	Variação em relação ao Caso Base (%)			
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
2	6.9	35.4	27.7	23.8	19.9
6	1.15	37.0	25.4	19.7	13.9
8	10.35	-22.8	-20.2	-18.9	-17.7
10	20.7	34.7	28.6	25.5	22.5
14	10.35	-15.2	-10.8	-8.6	-6.4
19	6.9	36.4	26.3	21.3	16.2
23	3.45	34.5	28.9	26.1	23.3
26	41.4	-38.1	-28.3	-23.4	-18.5
31	3.45	-14.0	-12.6	-11.9	-11.2

Pelas tabelas anteriores podemos observar que é no caso 1 que ocorre um maior aumento dos pagamentos dos consumidores sem Autoconsumo e uma maior diminuição dos pagamentos dos consumidores com Autoconsumo, em relação ao Caso Base. Assim, a maior diferença entre os pagamentos dos consumidores com e sem Autoconsumo dá-se no caso 1. Isto deve-se ao facto de se ter aumentado apenas os preços dos parâmetros que sofrem alterações, ou seja, a Energia Ativa Consumida e a Potência nas Horas de Ponta.

No caso 4, a diferença entre os pagamentos dos consumidores já não é tão grande, uma vez que apenas foi aumentado o preço da Potência Contratada, que é um parâmetro que não sofreu alterações de volume e afeta todos os consumidores da Rede, havendo uma melhor distribuição dos pesos que cada consumidor tem nos pagamentos.

## 6.9 - Sincronização das Remunerações do ORD e do ORT

Sendo o objetivo principal deste trabalho a análise das consequências que o Autoconsumo teria na remuneração do ORD, foi calculado em primeiro lugar o novo valor das tarifas de Acesso de forma a não haver nenhum valor em falta na remuneração do ORD. No entanto, depois de ter sido estudado o Sistema Regulatório e as consequências do Autoconsumo na remuneração do ORD, foi possível concluir que a remuneração do ORT também iria ser afetada de forma semelhante, já que esta também provém de uma parte das Tarifas de Acesso pagas pelos consumidores da rede.

Como foi visto, a remuneração do ORD provém das tarifas de Acesso, que são compostas pelas tarifas de UGS, URT e URD. Esta remuneração encontra-se dividida nas atividades de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte (UGS+URT) e na Distribuição de Energia (URD). A atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte tem como finalidade a aquisição dos serviços do uso global do sistema e do uso da rede de transporte ao ORT, sendo o valor desta atividade o valor da remuneração a ser recebido pelo ORT (Figura 6.18).

Assim, uma vez que é através das tarifas de UGS e URT que é obtida a remuneração do ORT, é necessário primeiro calcular o aumento necessário dos preços destas duas tarifas para compensar o valor em falta na remuneração do ORT (Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte), devido ao Autoconsumo, e de seguida é que se calcula o aumento necessário dos preços das tarifas de URD, para compensar o valor em falta na remuneração do ORD, ou seja, na Atividade de Distribuição de Energia. Ou seja, a sequência de ações é a seguinte:

1. Calcular os pagamentos dos consumidores com e sem Autoconsumo, através das tarifas de UGS e URT;
2. Calcular o valor em falta na remuneração do ORT, devido ao Autoconsumo;
3. Calcular o aumento dos preços das tarifas de UGS e URT, para compensar o valor em falta na remuneração do ORT;
4. Calcular os pagamentos com e sem Autoconsumo, através da soma das tarifas de UGS e URT atualizadas e da tarifa de URD;
5. Calcular o valor em falta na remuneração do ORD, devido ao Autoconsumo;
6. Calcular o aumento dos preços das tarifas de URD, para compensar o valor em falta na remuneração do ORD;

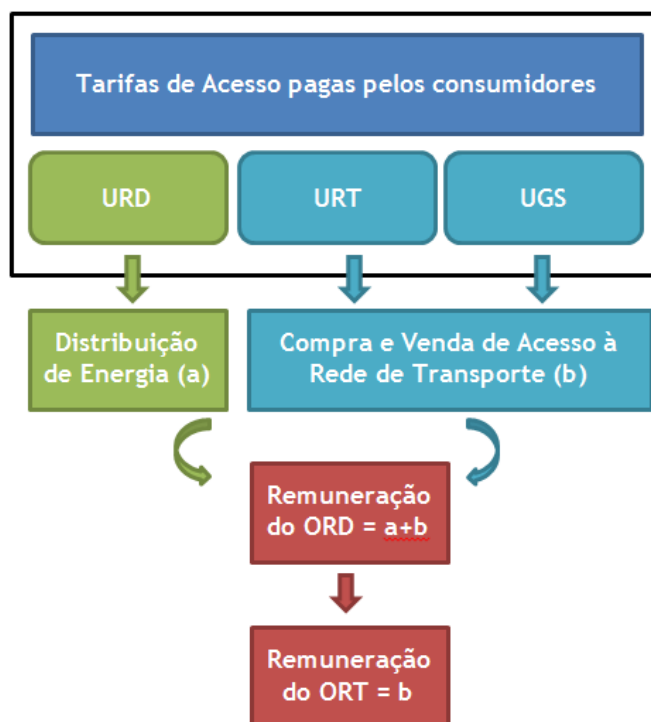


Figura 6.18 - Remuneração do ORD e do ORT através das Tarifas de Acesso

Apesar de não se ter seguido este procedimento, já que, como foi referido, o primeiro objetivo era apenas analisar o impacto do Autoconsumo na remuneração do ORD, os preços calculados para as tarifas de Acesso (soma das tarifas de URD, URT e UGS) para compensar o valor em falta na remuneração do ORD são os mesmos que no caso em que se seguisse este procedimento. Apenas os valores individuais das tarifas de URD, URT e UGS seriam diferentes, embora a soma fosse a mesma.



# Capítulo 7

## Conclusões

Após o estudo do autoconsumo, concluiu-se que este pode trazer vantagens e desvantagens para a operação de redes. A principal vantagem é que o consumo de energia da rede diminui, diminuindo o fluxo de energia nas linhas e assim as perdas, evitando (ou atrasando) a necessidade de reforçar a rede. Também em redes com a tensão muito baixa, a produção para autoconsumo ou injetada na rede faz subir o valor desta. No entanto, caso a energia injetada na rede seja elevada, a tensão pode subir para valores que ultrapassem os limites permitidos, como aconteceu no caso 1. Outra conclusão importante deste estudo é que a direção do fluxo de potências pode ser invertida, chegando mesmo a ser injetada potência na rede de distribuição MT a partir da rede de BT.

Em relação aos sistemas de armazenamento integrados com sistemas de autoconsumo, também se concluiu que podem trazer vantagens para a operação dos sistemas. Com os sistemas de armazenamento, neste caso geridos pelos consumidores, a energia dos excedentes de produção pode ser armazenada e consumida noutras horas, aumentando a eficiência da produção para autoconsumo e diminuindo as perdas, a potência injetada na rede e o consumo de energia da rede. Outra vantagem é o controlo da tensão, permitindo mitigar os efeitos da elevada produção ou do elevado consumo na tensão. Como foi visto para o Caso 2 e o Caso 2a, se a energia armazenada for suficiente para satisfazer a carga nas horas em que não há produção e se o sistema tiver capacidade para armazenar os excedentes de produção, a tensão pode praticamente estabilizar ao longo das 24h.

Em relação ao caso em que ocorre um grande aumento de produção, como a instalação de uma UPP, vários problemas podem ser trazidos para a rede. Alguns desses problemas são os elevados valores que a tensão pode tomar, não só no barramento onde foi instalada a UPP, mas também nos barramentos próximos deste, devido a uma grande injeção de potência. Para além disso, pode dar-se uma inversão de fluxos de potência, passando a haver injeção na rede de MT a partir da rede de BT.

Finalmente, em relação aos impactos que os sistemas de Autoconsumo têm na remuneração do ORD e no ORT, foi visto que estes sistemas provocam a diminuição do pagamento dos seus consumidores, já que consomem menos energia da rede. No entanto, os ORD e os ORT terão de receber o mesmo valor da remuneração, ou um valor próximo, e assim será necessário o aumento das tarifas. Caso o aumento das tarifas seja feito apenas a partir dos parâmetros que diminuíram com o Autoconsumo, uma parte importante da remuneração

do ORD passa a cair sobre os consumidores sem Autoconsumo. Assim, de forma a haver uma melhor distribuição do peso que cada consumidor da rede terá de ter no valor em falta, o melhor caso encontrado para a alteração das tarifas é aquele em que se considera apenas o aumento do preço da Potência Contratada, já que a Potência Contratada na rede não é alterada pelo Autoconsumo e está relacionada com todos os consumidores da rede.

Foi ainda possível concluir que as compensações dos consumidores com UPAC provocam um aumento dos pagamentos anuais destes consumidores, sendo que o valor em falta na remuneração dos Operadores de Rede não vai ser tão grande. Assim, o papel destas compensações é importante para que os consumidores sem Autoconsumo não tenham um peso tão elevado no valor em falta da remuneração dos Operadores de Rede.

## Referências

- [1] European Photovoltaic Industry Association, “Connecting the sun: Solar Photovoltaics on the Road to Large-Scale Grid Integration”, Setembro 2012
- [2] International Energy Agency, “2014 Snapshot of Global PV Markets”, 2015, Disponível em: [http://helapco.gr/pdf/PVPS\\_report\\_-\\_A\\_Snapshot\\_of\\_Global\\_PV\\_-\\_1992-2014.pdf](http://helapco.gr/pdf/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf) (Acesso em Abril 2015)
- [3] “Energia Solar”, Disponível em: [http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID\\_area=8](http://www.energiasrenovaveis.com/Area.asp?ID_area=8), (Acesso em Junho 2015)
- [4] “Funcionamento de Painéis Fotovoltaicos”, <http://www.paineisfotovoltaicos.com/funcionamento.php>, (Acesso em Junho 2015)
- [5] “Solar PV: Solar Panels in Cambridge”, <http://www.cambridge-solar.co.uk/solar-pv-cambridge/>, (Acesso em Junho 2015)
- [6] EDP, “Tecnologias de Armazenamento de Energia e seu Potencial para os Sistemas Elétricos”, Fevereiro de 2015
- [7] “About Li-ion Batteries”, <http://www.nexeon.co.uk/about-li-ion-batteries/>, (Acesso em Abril 2015)
- [8] Marie Latour, “Net-Metering and Self-Consumption Schemes in Europe”, European Photovoltaic Industry Association, Setembro 2013, Disponível em: [http://www.epia.org/fileadmin/user\\_upload/Events/6-Marie\\_Latour\\_-\\_Self-consumption\\_and\\_net-metering\\_schemes\\_in\\_Europe.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Events/6-Marie_Latour_-_Self-consumption_and_net-metering_schemes_in_Europe.pdf) (Acesso em Março 2015)
- [9] “Enquadramento do novo Regime de Produção Distribuída”, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Setembro 2014. Disponível em: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf> (Acesso em Fevereiro 2015)
- [10] “Autoconsumo Fotovoltaico por Balance Neto”, <http://www.ingenova.tv/index.php?o=4> (Acesso em Março 2015)
- [11] “Instalações Elétricas Autónomas”, <http://www.sunenergy.pt/particulares/instalacoes-eletricas-autonomas/como-funciona/> (Acesso em Março 2015)
- [12] Sun Edison, “Enabling the European Consumer to Generate Power for Self-Consumption”, Novembro 2011, Disponível em: [http://www.sunedison.es/docs/SunEdison\\_PV\\_Self-consumption\\_Study\\_high\\_resolution\\_\(13\\_Mb\).pdf](http://www.sunedison.es/docs/SunEdison_PV_Self-consumption_Study_high_resolution_(13_Mb).pdf), (Acesso em Março 2015)
- [13] European Photovoltaic Industry Association, “Self-Consumption of PV Electricity”, Julho 2013, Disponível em:

- [http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user\\_upload/Position\\_Papers/Self\\_and\\_direct\\_consumption\\_-\\_position\\_paper\\_-\\_final\\_version.pdf](http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/Position_Papers/Self_and_direct_consumption_-_position_paper_-_final_version.pdf) (Acesso em Fevereiro 2015)
- [14] Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de Outubro, Diário da República
- [15] Decreto-Lei nº 68/2002, de 25 de Março, Diário da República
- [16] Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de Novembro, Diário da República
- [17] Decreto-Lei nº 34/2011, de 8 de Março, Diário da República
- [18] Decreto-Lei nº 25/2013, de 19 de Fevereiro, Diário da República
- [19] Diretiva nº 15/2014, “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017”, ERSE, Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202015.pdf> (Acesso em Março 2015)
- [20] “Tarifas e Preços”, Eletricidade, <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx> (Acesso em Março 2015)
- [21] ERSE, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2015”, , [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/2014\\_12\\_12\\_COMUNICADO%20TARIFAS%20EE\\_2015.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/2014_12_12_COMUNICADO%20TARIFAS%20EE_2015.pdf)
- [22] ERSE, “Regulamento Tarifário do Setor Elétrico”, Dezembro 2014, Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/Revis%C3%A3o%20RT%20SE\\_Articulado\\_CapaIndice\\_Dez2014.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/Revis%C3%A3o%20RT%20Dez%202014/RT%20SE_Articulado_CapaIndice_Dez2014.pdf) (Acesso em Março 2015)
- [23] ERSE, “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017”, Dezembro 2014, Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Par%C3%A2metros%202015-2017.pdf> (Acesso em Março 2015)
- [24] ERSE, “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2015 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, Dezembro 2014, Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Proveitos%20e%20Ajustamentos.pdf> (Acesso em Março 2015)
- [25] “Electricity Tariff Structure - Spanish Experience”, Network Investment and Regulation, Janeiro 2015, Disponível em: <http://www.iea.org/media/workshops/2015/esapworkshopiv/Laveron.pdf> (Acesso em Março 2015)
- [26] ERSE, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2015”, Dezembro 2014, [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202015%20\(Final-Dez14\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202015%20(Final-Dez14).pdf) (Acesso em Março 2015)
- [27] ERSE, “Tarifas de Acesso às Redes”, Dezembro 2014, Disponível em: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PrecosAcesso\\_2015.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PrecosAcesso_2015.pdf) (Acesso em Abril 2015)

# Anexos

## Anexo 1 - Dados das Linhas da Rede

Tabela A 1 - Dados das linhas da Rede

From Bus	To Bus	Branch No	R'ph [Ω/km]	X'ph [Ω/km]	R'O [Ω/km]	X'O [Ω/km]	l [m]
1	2	1	6.67E-01	1.00E-01	6.67E-01	0.000	85
1	3	2	4.76E-01	1.00E-01	4.76E-01	0.000	40
1	4	3	6.67E-01	1.00E-01	6.67E-01	0.000	55
2	5	4	4.76E-01	1.00E-01	4.76E-01	0.000	65
3	6	5	6.41E-01	1.50E-01	6.41E-01	0.000	120
3	7	6	6.67E-01	1.00E-01	6.67E-01	0.000	105
4	8	7	6.67E-01	1.00E-01	6.67E-01	0.000	100
5	9	8	6.67E-01	1.00E-01	6.67E-01	0.000	70
5	10	9	2.97E+00	1.50E-01	2.97E+00	0.000	35
5	11	10	2.08E+00	1.00E-01	2.08E+00	0.000	105
6	12	11	2.08E+00	1.00E-01	2.08E+00	0.000	140
7	13	12	6.67E-01	1.00E-01	6.67E-01	0.000	35
8	14	13	3.06E+00	1.50E-01	3.06E+00	0.000	65
8	15	14	1.91E+00	1.50E-01	1.91E+00	0.000	65
9	16	15	6.67E-01	1.00E-01	6.67E-01	0.000	35
11	17	16	7.13E+00	1.50E-01	7.13E+00	0.000	35
11	18	17	1.91E+00	1.50E-01	1.91E+00	0.000	50
12	19	18	4.76E-01	1.00E-01	4.76E-01	0.000	80
13	20	19	1.91E+00	1.50E-01	1.91E+00	0.000	80
13	21	20	4.61E+00	1.50E-01	4.61E+00	0.000	105
14	22	21	7.13E+00	1.50E-01	7.13E+00	0.000	170
15	23	22	1.91E+00	1.50E-01	1.91E+00	0.000	140
16	24	23	1.33E+00	1.00E-01	1.33E+00	0.000	35
18	25	24	4.61E+00	1.50E-01	4.61E+00	0.000	35
19	26	25	4.76E-01	1.00E-01	4.76E-01	0.000	50
20	27	26	2.08E+00	1.00E-01	2.08E+00	0.000	90
23	28	27	4.45E+00	1.00E-01	4.45E+00	0.000	210
24	29	28	4.61E+00	1.50E-01	4.61E+00	0.000	40
26	30	29	1.33E+00	1.00E-01	1.33E+00	0.000	40
27	31	30	3.06E+00	1.50E-01	3.06E+00	0.000	70
28	32	31	4.61E+00	1.50E-01	4.61E+00	0.000	70
31	33	32	4.61E+00	1.50E-01	4.61E+00	0.000	35

## Anexo 2 - Consumos

Tabela A 2 - Consumos dos Consumidores BTE por hora (em kW)

Potência (kVA)	BTE	
	58.65 (kVA)	
Período	Inverno	Verão
Hora 0	4.77	4.99
Hora 1	4.59	4.65
Hora 2	4.51	4.45
Hora 3	4.57	4.47
Hora 4	4.73	4.54
Hora 5	4.90	4.68
Hora 6	5.49	5.10
Hora 7	6.86	6.05
Hora 8	9.68	7.83
Hora 9	12.09	9.28
Hora 10	12.71	9.87
Hora 11	12.84	10.19
Hora 12	12.21	9.97
Hora 13	11.59	9.85
Hora 14	11.99	10.39
Hora 15	11.84	10.40
Hora 16	11.57	10.22
Hora 17	10.76	9.60
Hora 18	9.65	8.68
Hora 19	8.68	8.02
Hora 20	7.73	7.43
Hora 21	6.86	7.02
Hora 22	6.08	6.44
Hora 23	5.34	5.73

Tabela A 3 - Consumos dos Consumidores de Classe A por hora (em kW)

Potência (kVA)	Classe A			
	41.4 (kVA)		20.7 (kVA)	
Período	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Hora 0	3.03	3.02	1.34	1.33
Hora 1	2.77	2.72	1.22	1.20
Hora 2	2.62	2.57	1.16	1.14
Hora 3	2.55	2.52	1.12	1.11
Hora 4	2.55	2.51	1.12	1.11
Hora 5	2.65	2.57	1.17	1.13
Hora 6	2.88	2.80	1.27	1.23
Hora 7	3.61	3.23	1.59	1.43
Hora 8	4.79	4.12	2.11	1.82
Hora 9	5.92	4.91	2.61	2.17
Hora 10	6.31	5.28	2.79	2.33
Hora 11	6.53	5.54	2.88	2.44
Hora 12	6.20	5.45	2.74	2.41
Hora 13	5.89	5.28	2.60	2.33
Hora 14	6.09	5.50	2.69	2.43
Hora 15	6.00	5.48	2.65	2.42
Hora 16	5.89	5.31	2.60	2.34
Hora 17	5.82	5.04	2.57	2.23
Hora 18	5.59	4.74	2.47	2.09
Hora 19	5.18	4.46	2.29	1.97
Hora 20	4.75	4.23	2.09	1.87
Hora 21	4.39	4.11	1.94	1.81
Hora 22	4.02	3.91	1.77	1.73
Hora 23	3.53	3.48	1.56	1.54

Tabela A 4 - Consumos dos Consumidores da Classe B por hora (em kW)

Potência (kVA)	Classe B					
	13.8 (kVA)		10.35 (kVA)		6.9 (kVA)	
Período	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Hora 0	1.18	0.86	0.88	0.65	0.88	0.65
Hora 1	1.01	0.74	0.75	0.56	0.75	0.56
Hora 2	0.92	0.68	0.69	0.51	0.69	0.51
Hora 3	0.86	0.66	0.65	0.49	0.65	0.49
Hora 4	0.85	0.64	0.64	0.48	0.64	0.48
Hora 5	0.82	0.66	0.62	0.50	0.62	0.50
Hora 6	0.89	0.75	0.67	0.56	0.67	0.56
Hora 7	1.13	0.91	0.85	0.68	0.85	0.68
Hora 8	1.30	1.11	0.98	0.83	0.98	0.83
Hora 9	1.49	1.26	1.12	0.95	1.12	0.95
Hora 10	1.56	1.35	1.17	1.01	1.17	1.01
Hora 11	1.59	1.36	1.19	1.02	1.19	1.02
Hora 12	1.64	1.40	1.23	1.05	1.23	1.05
Hora 13	1.57	1.35	1.18	1.01	1.18	1.01
Hora 14	1.56	1.36	1.17	1.02	1.17	1.02
Hora 15	1.50	1.34	1.13	1.01	1.13	1.01
Hora 16	1.52	1.32	1.14	0.99	1.14	0.99
Hora 17	1.59	1.33	1.19	1.00	1.19	1.00
Hora 18	1.71	1.31	1.28	0.98	1.28	0.98
Hora 19	1.79	1.28	1.34	0.96	1.34	0.96
Hora 20	1.76	1.25	1.32	0.94	1.32	0.94
Hora 21	1.74	1.21	1.30	0.91	1.30	0.91
Hora 22	1.61	1.15	1.21	0.86	1.21	0.86
Hora 23	1.42	1.01	1.06	0.76	1.06	0.76



Tabela A 5 - Consumos dos Consumidores da Classe C por hora (em kW)

Potência (kVA)	Classe C							
	10.35 (kVA)		6.9 (kVA)		3.45 (kVA)		1.15 (kVA)	
Período	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Hora 0	0.80	0.59	0.80	0.59	0.34	0.25	0.20	0.15
Hora 1	0.65	0.50	0.65	0.50	0.27	0.21	0.16	0.13
Hora 2	0.56	0.45	0.56	0.45	0.23	0.19	0.14	0.11
Hora 3	0.52	0.42	0.52	0.42	0.21	0.18	0.13	0.11
Hora 4	0.50	0.41	0.50	0.41	0.21	0.17	0.12	0.10
Hora 5	0.50	0.42	0.50	0.42	0.21	0.17	0.12	0.10
Hora 6	0.56	0.46	0.56	0.46	0.23	0.19	0.14	0.11
Hora 7	0.71	0.53	0.71	0.53	0.30	0.22	0.18	0.13
Hora 8	0.75	0.58	0.75	0.58	0.31	0.24	0.19	0.14
Hora 9	0.75	0.62	0.75	0.62	0.31	0.26	0.19	0.15
Hora 10	0.78	0.64	0.78	0.64	0.32	0.27	0.19	0.16
Hora 11	0.80	0.67	0.80	0.67	0.33	0.28	0.20	0.17
Hora 12	0.84	0.70	0.84	0.70	0.35	0.29	0.21	0.18
Hora 13	0.83	0.68	0.83	0.68	0.35	0.28	0.21	0.17
Hora 14	0.80	0.65	0.80	0.65	0.33	0.27	0.20	0.16
Hora 15	0.78	0.64	0.78	0.64	0.32	0.27	0.19	0.16
Hora 16	0.80	0.64	0.80	0.64	0.33	0.26	0.20	0.16
Hora 17	0.92	0.66	0.92	0.66	0.38	0.27	0.23	0.16
Hora 18	1.16	0.71	1.16	0.71	0.48	0.30	0.29	0.18
Hora 19	1.33	0.80	1.33	0.80	0.55	0.33	0.33	0.20
Hora 20	1.38	0.85	1.38	0.85	0.57	0.35	0.34	0.21
Hora 21	1.31	0.85	1.31	0.85	0.55	0.35	0.33	0.21
Hora 22	1.22	0.80	1.22	0.80	0.51	0.33	0.31	0.20
Hora 23	1.03	0.71	1.03	0.71	0.43	0.30	0.26	0.18